



Evolução do Mercado Potencial  
2018-2022  
CEG

4ª Revisão Quinquenal de Tarifas

Novembro 2017

---

gasNatural   
fenosa

# Evolução do Mercado Potencial

## Índice:

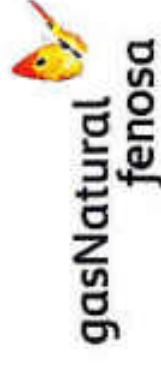
1. Metodologia
2. Análise Consolidada
3. Análise por Município
  - Belford Roxo;
  - Duque de Caxias;
  - Itaboraí;
  - Itaguaí;
  - Japeri;
  - Mangaratiba;
  - Maricá;
  - Mesquita;
  - Nilópolis;
  - Niterói;
  - Nova Iguaçu;
  - Queimados;
  - Rio de Janeiro;
  - São Gonçalo;
  - São João de Meriti.

Metodologia

1

# Evolução do Mercado Potencial

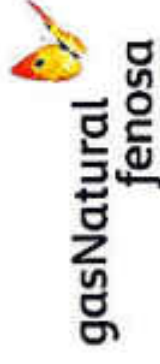
## Metodologia



- > A projeção de expansão do mercado residencial foi elaborada com base no estudo de potencial de mercado, a partir de dados socioeconômicos do Censo (IBGE-2010) separados por municípios. Para a obtenção de um mercado potencial factível, consideram-se características, como por exemplo, existência de água encanada, classe social, distância da rede e prováveis clientes âncoras, visando definir o percentual de crescimento destas áreas.
- > Cabe ressaltar que o mercado residencial está em crescimento moderado, pois os maiores municípios já foram abastecidos e continuam em processo de saturação e ampliação da malha. Neste sentido, a projeção do crescimento médio anual de domicílios da área para o período 2018 a 2022 é de cerca de 2%.

# Evolução do Mercado Potencial

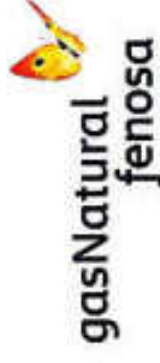
## Metodologia



- > Analisamos o Mercado Potencial Factível identificando os Clientes Potenciais sobre rede e ramal ( SV saturação vertical), os Clientes Potenciais sobre rede e sem ramal (SP saturação Próxima), os Clientes Potenciais fora de rede (SH saturação horizontal ) e os Clientes Potenciais de Novas Construções ( Novos empreendimentos residenciais com perfil para o abastecimento do GN).
- > Definimos o objetivo de Captação Comercial de acordo com o percentual de Penetração em cada município sobre o Potencial Fora de Rede e a quantidade mínima de economias que viabilize a disponibilidade de equipes Técnicas e Comerciais nas respectivas áreas.

# Evolução do Mercado Potencial

## Metodologia



- > A evolução do mercado potencial para a saturação vertical (SV), foi definida a partir da análise do mercado estruturado, com o incremento de potenciais oriundos das saturações SP, SH e NE, cuja captação não alcançou a totalidade do potencial disponível, assim como clientes derivados de recuperação de baixas, onde identificamos nos templates de SV como Incremento de Potencial SV derivado de Baixas, menos os clientes Espontâneos também derivados das baixas que decrementam o potencial de SV.
- > A evolução do mercado potencial para a saturação sobre rede sem ramal (SP), foi definida a partir da análise do Mercado Potencial, incrementado pelos clientes oriundos da saturação SH, cuja captação não alcançou a totalidade do potencial disponível, assim como o fator de crescimento de domicílios de acordo com os dados disponibilizados pelo IBGE e o decremento dos objetivos comerciais.
- > A evolução do mercado potencial para a saturação fora da rede (SH), foi definida a partir da análise do Mercado Potencial, incrementado pelo fator de crescimento de domicílios de acordo com os dados disponibilizados pelo IBGE e o decremento dos objetivos comerciais.

# Evolução do Mercado Potencial

## Metodologia



- > A evolução do mercado potencial para as Novas edificações (NE), foi definido a partir do mapeamento de novos empreendimentos junto as construtoras, incrementado pelo fator de crescimento de domicílios de acordo com os dados disponibilizados pelo IBGE e o decremento dos objetivos comerciais.
- > No decorrer dos anos existe uma variação no mercado potencial de Novas Edificações (NE) em função da data de entrega dos empreendimentos definida pelas construtoras.
- > Analisamos a concentração do mercado potencial estruturado através da base cartográfica com os indicadores de Rede existente e Classe social.

Análise Consolidada

2



Viviendas Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Clientes Ativos Res Dez/2016	Clientes Ativos COM Dez/2016
3.731.282	2%	894.645	11.906

CEG

Analise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	18.238	18.949	19.681	20.435	21.212	98.515
Potencial SV - Penetração %	8,9%	9,6%	10,4%	11,3%	12,3%	
Potencial Inicial SV	215.539	205.362	194.944	184.279	173.364	
Objetivo Comercial SV	19.257	19.785	20.286	20.821	21.370	101.499
Incremento de Potencial SV derivado de SP	2.110	2.323	2.377	2.437	2.491	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	2.065	2.087	2.137	2.185	2.238	
Incremento de Potencial SV derivado de NC	4.905	4.937	5.107	5.284	5.468	
Potencial Final SV	205.362	194.944	184.279	173.364	162.191	
Potencial SP - Penetração %	1,8%	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%	
Potencial Inicial SP	392.903	392.420	391.282	390.118	388.926	
Objetivo Comercial SP	7.035	7.746	7.930	8.116	8.305	39.132
Incremento de Potencial SP derivado de SH	6.552	6.608	6.766	6.924	7.082	
Potencial Final SHR	392.420	391.282	390.118	388.926	387.703	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	
Potencial Inicial SH	2.169.146	2.163.948	2.242.133	2.320.943	2.400.844	
Objetivo Comercial SH	6.894	6.955	7.121	7.288	7.457	36.715
Incremento de Potencial SHE derivado de NC não captado	60.243	60.573	61.160	62.192	63.234	
Potencial Final SHE	2.163.948	2.242.133	2.320.943	2.400.844	2.482.312	
Potencial NC - Penetração %	19,3%	19,3%	19,6%	19,9%	20,1%	
Potencial Inicial NC	84.766	85.259	86.693	88.611	90.578	
Objetivo Comercial NC	16.348	16.456	17.020	17.610	18.228	85.662
Incremento de Potencial NC derivado de Expansão Domiciliar	68.909	70.233	71.585	72.960	74.374	
Incremento de Potencial NC derivado de Pré-captação	8.175	8.230	8.513	8.809	9.116	
Potencial Final NC	145.502	147.266	149.771	152.770	155.840	
Potencial COM + EXP- Penetração %	4,7%	5,0%	5,3%	5,7%	6,2%	
Potencial Inicial COM	30.001,00	29.496,00	28.911,00	28.235,00	27.463,00	
Objetivo Comercial COM	1.402	1.470	1.544	1.621	1.702	7.739
Crescimento comercial ao ano	897,00	885,00	868,00	849,00	825,00	
Potencial Final COM	29.496,00	28.911,00	28.235,00	27.463,00	26.595,00	
Viviendas C/agua encanada	3.857.809	3.938.042	4.009.627	4.082.587	4.156.961	
Mercado potencial disponível	2.907.232	2.975.625	3.045.111	3.115.904	3.186.046	
Mercado potencial Comercial	30.001	29.496	28.911	28.235	27.463	
Baixas Domestico	34.850	36.959	39.224	41.614	44.185	
Baixas Comercial	400	424	454	486	518	
Baixas Total	35.250	37.383	39.678	42.100	44.703	
Clientes ativos Domestico	67.772	69.871	72.038	74.270	76.572	
Clientes ativos Comercial	1.402	1.470	1.544	1.621	1.702	
Clientes ativos D/C	69.174	71.341	73.582	75.891	78.274	
Base de clientes Domestico	959.301	992.213	1.025.027	1.057.683	1.090.070	
Base de clientes Comercial	13.356	14.402	15.492	16.627	17.811	
Base Total	972.657	1.006.615	1.040.519	1.074.310	1.107.881	
Penetração Residencial %	24,8%	25,2%	25,6%	25,8%	26,2%	
Penetração Comercial %	44,5%	48,8%	53,6%	58,8%	64,9%	
Penetração D/C %	25,0%	25,4%	25,8%	26,1%	26,5%	

Evolução do Mercado Potencial

RTI 18-22

Análise por Municípios

3

Belford Roxo



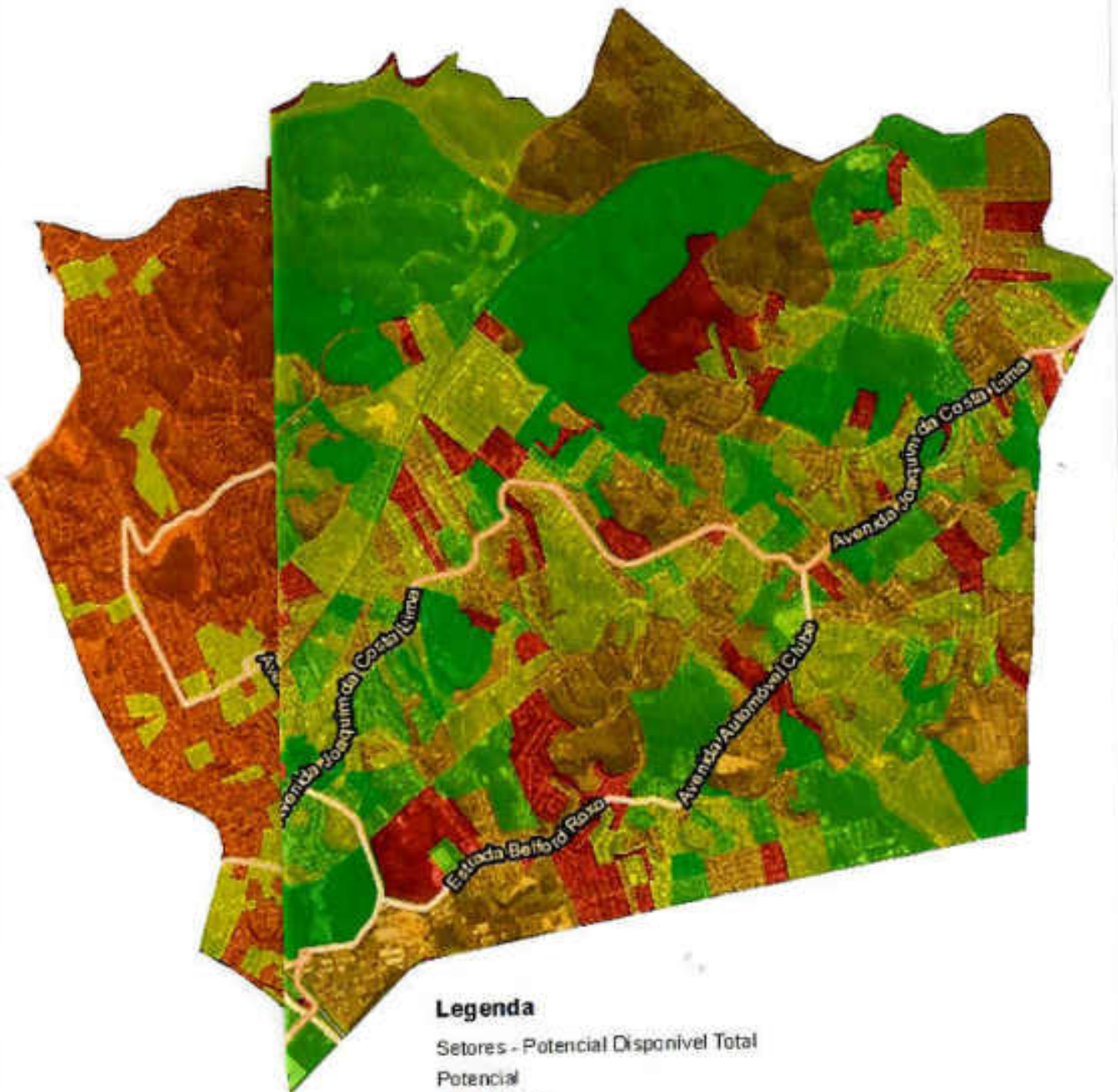
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Clientes Ativos Res Dez/2016	Clientes Ativos COM Dez/2016
120.943	2%	6.290	8

Belford Roxo

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	73	45	47	48	49	262
Potencial SV - Penetração %	8,9%	6,4%	6,3%	6,3%	6,3%	
Potencial Inicial SV	2.939	3.005	3.104	3.203	3.306	
Objetivo Comercial SV	263	191	197	202	208	1.061
Incremento de Potencial SV derivado de SP	31	41	41	44	43	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	122	156	159	162	168	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	176	93	96	99	103	
Potencial Final SV	3.005	3.104	3.203	3.306	3.412	
Potencial SP - Penetração %	2,4%	2,9%	2,8%	2,6%	2,5%	
Potencial Inicial SP	4.396	4.685	5.044	5.410	5.784	
Objetivo Comercial SP	105	137	139	143	145	669
Incremento de Potencial SP derivado de SH	394	496	505	517	525	
Potencial Final SP	4.685	5.044	5.410	5.784	6.164	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	
Potencial Inicial SH	105.265	105.927	106.835	109.133	110.904	
Objetivo Comercial SH	413	520	531	543	555	2.562
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	1.620	2.364	2.115	2.152	2.184	
Potencial Final SH	105.927	106.835	109.133	110.904	112.709	
Potencial NE - Penetração %	23,5%	10,9%	12,3%	12,4%	12,7%	
Potencial Inicial NE	2.502	2.828	2.594	2.646	2.697	
Objetivo Comercial NE	588	309	319	329	342	1.887
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	2.240	2.284	2.326	2.367	2.411	
Incremento de Potencial NE derivado de Prê-captação	294	155	160	165	171	
Potencial Final NE	4.448	4.958	4.761	4.849	4.937	
Potencial COM + EXP- Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial COM	603	621	640	659	679	
Objetivo Comercial COM	-	-	-	-	-	-
Crescimento comercial ao ano	18	19	19	20	20	
Potencial Final COM	621	640	659	679	699	
Viviendas C/agua encanada	125.389	127.673	129.999	132.366	134.777	
Mercado potencial disponível	118.065	119.941	122.607	124.843	127.222	
Baixas Doméstico	218	231	247	260	278	
Baixas Comercial	1	1	1	1	1	
Baixas Total	219	232	248	261	279	
Cientes ativos Doméstico	1.442	1.202	1.233	1.265	1.299	
Cientes ativos Comercial	-	-	-	-	-	
Cientes ativos D/C	1.442	1.202	1.233	1.265	1.299	
Base de clientes Doméstico	7.514	7.261	7.276	7.295	7.311	
Base de clientes Comercial	7	7	7	7	7	
Base Total	7.521	7.268	7.283	7.302	7.318	
Penetração Residencial %	6,0%	5,7%	5,6%	5,5%	5,4%	
Penetração Comercial %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Penetração D/C %	3,1%	2,9%	2,9%	2,8%	2,8%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



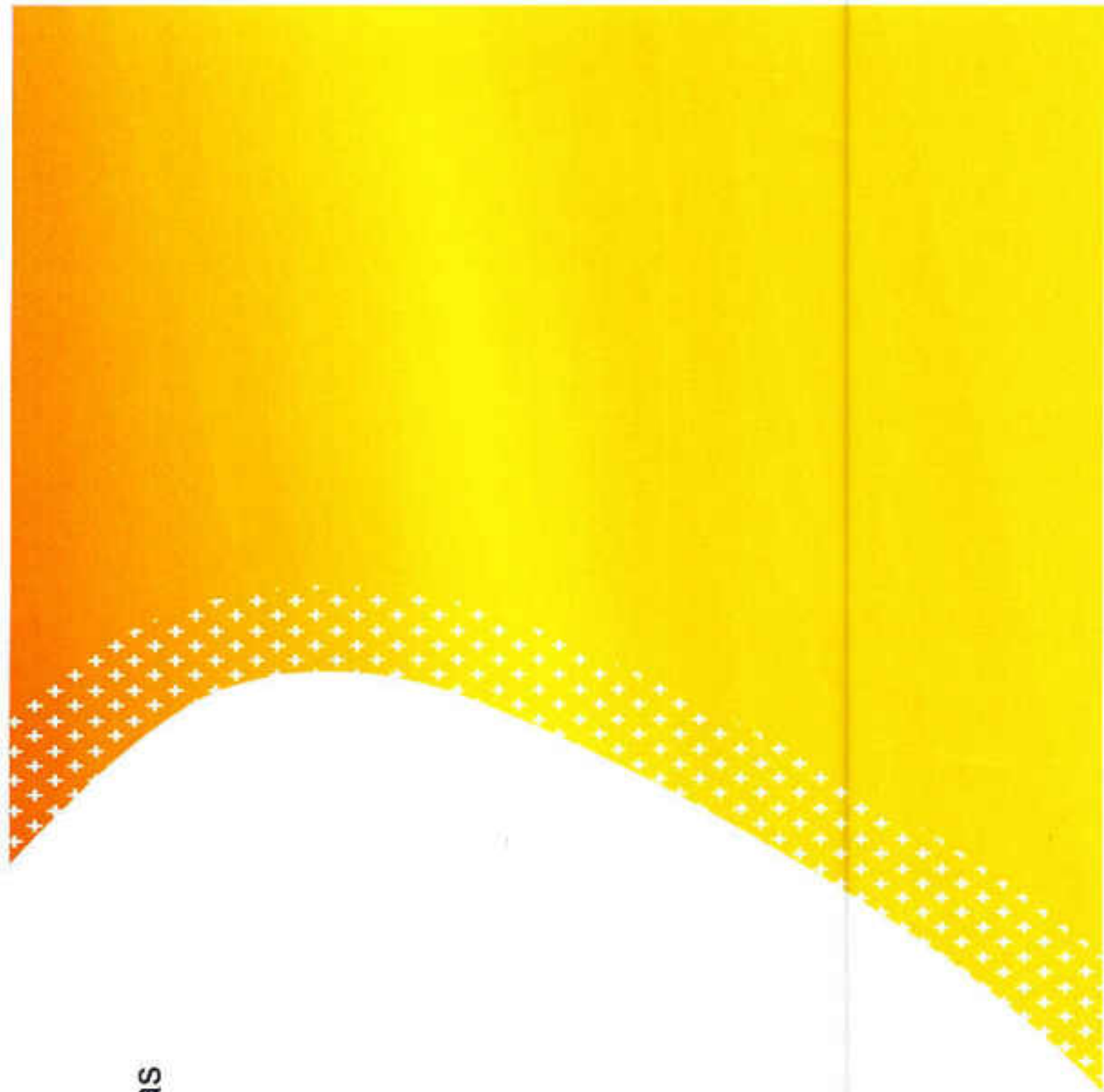
**Legenda**

Setores - Potencial Disponível Total

Potencial

- 1 - 45
- 46 - 100
- 101 - 170
- 171 - 250
- 251 - >1.000

Duque de Caxias



Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Cientes Ativos Res Dez/2016	Cientes Ativos COM Dez/2016
190.113	2%	5.389	52

Duque de Caxias

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	177	109	113	118	122	639
Potencial SV - Penetração %	16,7%	13,0%	13,4%	13,8%	14,2%	
Potencial Inicial SV	3.183	3.007	2.996	2.985	2.973	
Objetivo Comercial SV	531	391	401	411	423	2.157
Incremento de Potencial SV derivado de SP	58	74	76	78	80	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	205	258	264	270	277	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	92	48	50	51	53	
Potencial Final SV	3.007	2.996	2.985	2.973	2.960	
Potencial SP - Penetração %	2,8%	3,4%	3,2%	3,1%	2,9%	
Potencial Inicial SP	6.871	7.329	7.899	8.483	9.080	
Objetivo Comercial SP	192	247	253	259	265	1.216
Incremento de Potencial SP derivado de SH	650	817	837	856	876	
Potencial Final SP	7.329	7.899	8.483	9.080	9.691	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,4%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	
Potencial Inicial SH	170.859	172.871	175.602	179.268	182.684	
Objetivo Comercial SH	684	860	881	901	922	4.248
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	3.587	4.035	3.962	4.042	4.123	
Potencial Final SH	172.871	175.602	179.268	182.684	186.169	
Potencial NE - Penetração %	7,5%	3,7%	3,9%	4,0%	4,0%	
Potencial Inicial NE	4.045	4.275	4.210	4.299	4.389	
Objetivo Comercial NE	305	160	165	171	177	978
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	3.969	4.050	4.133	4.217	4.304	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	153	80	83	86	89	
Potencial Final NE	7.862	8.245	8.261	8.431	8.605	
Potencial COM + EXP- Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial COM	2.414	2.486	2.561	2.638	2.717	
Objetivo Comercial COM	-	-	-	-	-	-
Crescimento comercial ao ano	72	75	77	79	82	
Potencial Final COM	2.486	2.561	2.638	2.717	2.799	
Viviendas C/água encanada	197.970	202.020	206.153	210.370	214.674	
Mercado potencial disponível	191.069	194.742	198.997	203.166	207.425	
Baixas Doméstico	872	925	981	1.040	1.104	
Baixas Comercial	5	5	5	6	6	
Baixas Total	877	930	986	1.046	1.110	
Cientes ativos Doméstico	1.889	1.767	1.813	1.860	1.909	
Cientes ativos Comercial	-	-	-	-	-	
Cientes ativos D/C	1.889	1.767	1.813	1.860	1.909	
Base de clientes Doméstico	6.406	6.231	6.221	6.209	6.194	
Base de clientes Comercial	47	47	47	46	46	
Base Total	6.453	6.278	6.268	6.255	6.240	
Penetração Residencial %	3,2%	3,1%	3,0%	3,0%	2,9%	
Penetração Comercial %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Penetração D/C %	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22





Itaborai



Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Cientes Ativos Res Dez/2016	Cientes Ativos COM Dez/2016
21.904	3%	1.003	24

Itaboraí

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	25	28	29	30	32	144
Potencial SV - Penetração %	3,8%	4,2%	3,9%	3,7%	3,5%	
Potencial Inicial SV	1.065	1.140	1.256	1.376	1.501	
Objetivo Comercial SV	41	48	49	51	52	241
Incremento de Potencial SV derivado de SP	-	-	-	-	-	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	21	16	16	17	17	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	95	148	153	159	164	
Potencial Final SV	1.140	1.256	1.376	1.501	1.630	
Potencial SP - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SP	2.271	2.338	2.388	2.439	2.491	
Objetivo Comercial SP	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SP derivado de SH	67	50	51	52	53	
Potencial Final SP	2.338	2.388	2.439	2.491	2.544	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	
Potencial Inicial SH	17.156	16.768	17.321	17.409	17.819	
Objetivo Comercial SH	70	53	54	55	56	288
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	466	176	343	351	358	
Potencial Final SH	16.788	17.321	17.409	17.819	18.239	
Potencial NE - Penetração %	33,5%	53,9%	46,0%	46,2%	46,4%	
Potencial Inicial NE	939	917	1.110	1.145	1.179	
Objetivo Comercial NE	315	494	511	529	547	2.396
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	601	616	633	649	667	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	158	247	256	265	274	
Potencial Final NE	1.383	1.286	1.488	1.530	1.573	
Potencial COM + EXP- Penetração %	7,6%	9,1%	9,7%	11,4%	12,8%	
Potencial Inicial COM	450	430	404	377	345	
Objetivo Comercial COM	34	39	39	43	44	199
Crescimento comercial ao ano	14	13	12	11	10	
Potencial Final COM	430	404	377	345	311	
Viviendas C/água encanada	23.089	23.705	24.338	24.987	25.654	
Mercado potencial disponível	21.649	22.251	22.712	23.341	23.986	
Baixas Doméstico	63	66	70	74	79	
Baixas Comercial	-	-	-	-	-	
Baixas Total	63	66	70	74	79	
Cientes ativos Doméstico	451	623	643	665	687	
Cientes ativos Comercial	34	39	39	43	44	
Cientes ativos D/C	485	662	682	708	731	
Base de clientes Doméstico	1.391	1.560	1.576	1.594	1.611	
Base de clientes Comercial	58	63	63	67	68	
Base Total	1.449	1.623	1.639	1.661	1.679	
Penetração Residencial %	6,0%	6,6%	6,5%	6,4%	6,3%	
Penetração Comercial %	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	
Penetração D/C %	3,2%	3,5%	3,5%	3,4%	3,4%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22

Itaguai



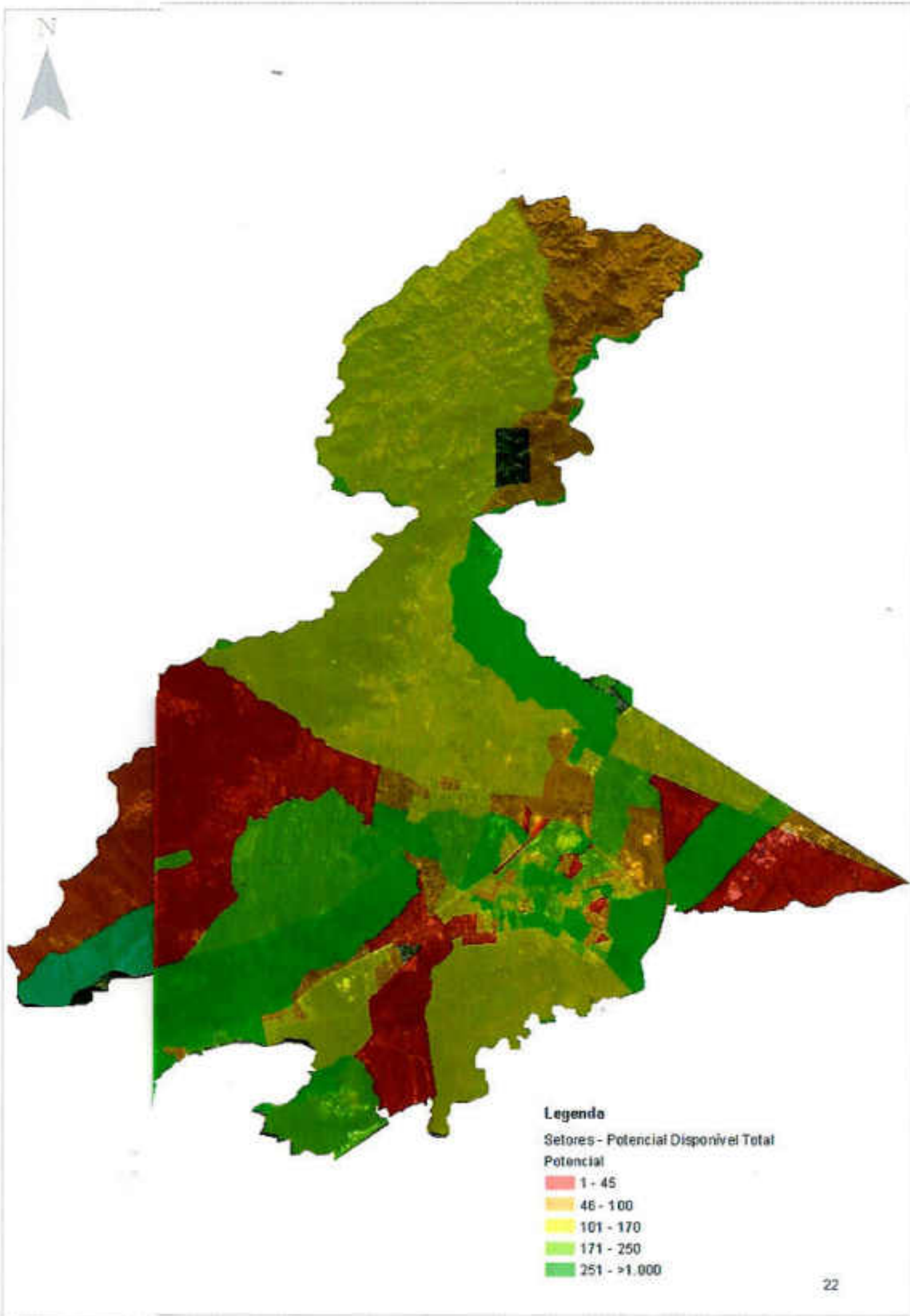
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Cientes Ativos Res Dez/2016	Cientes Ativos COM Dez/2016
34.230	4%	100	13

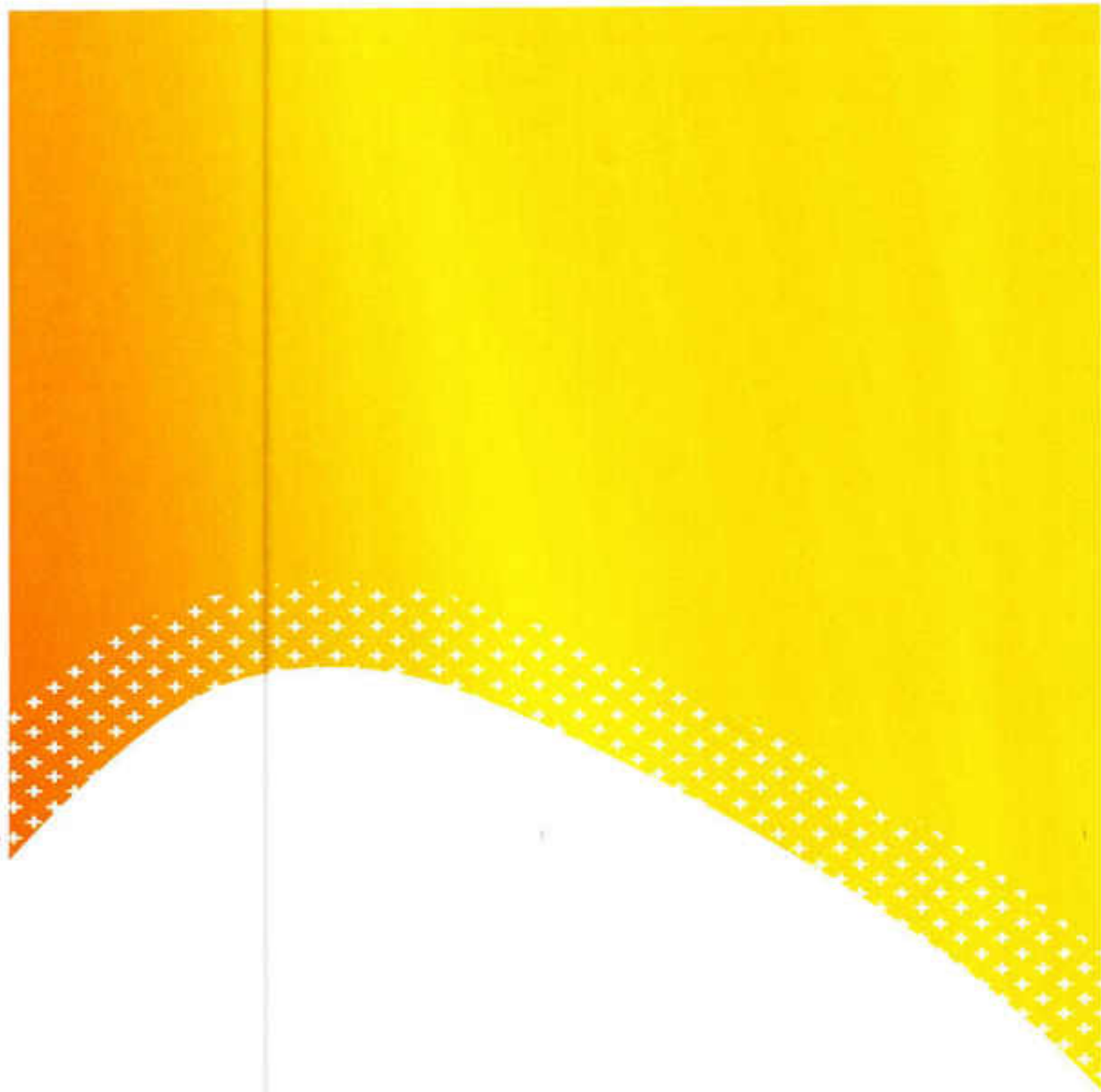
Itaguaí

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	2	1	1	1	1	6
Potencial SV - Penetração %	3,3%	2,4%	2,4%	2,5%	2,5%	
Potencial Inicial SV	568	588	594	601	608	
Objetivo Comercial SV	19	14	14	15	15	77
Incremento de Potencial SV derivado de SP	-	-	-	-	-	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	-	-	-	-	-	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	39	20	21	22	23	
Potencial Final SV	568	594	601	608	616	
Potencial SP - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SP	622	622	622	622	622	
Objetivo Comercial SP	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SP derivado de SH	-	-	-	-	-	
Potencial Final SP	622	622	622	622	622	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SH	31.614	32.833	34.027	35.564	37.021	
Objetivo Comercial SH	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	1.232	1.441	1.431	1.491	1.548	
Potencial Final SH	32.833	34.027	35.564	37.021	38.539	
Potencial NE - Penetração %	9,1%	4,4%	4,6%	4,6%	4,6%	
Potencial Inicial NE	1.427	1.543	1.538	1.601	1.662	
Objetivo Comercial NE	130	68	71	73	76	418
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	1.413	1.470	1.529	1.588	1.653	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captção	65	34	36	37	38	
Potencial Final NE	2.775	2.979	3.032	3.153	3.277	
Potencial COM + EXP- Penetração %	3,3%	2,8%	3,0%	3,0%	3,3%	
Potencial Inicial COM	362	361	362	362	362	
Objetivo Comercial COM	12	10	11	11	12	56
Crescimento comercial ao ano	11	11	11	11	11	
Potencial Final COM	361	362	362	362	361	
Viviendas C/água encanada	37.009	38.473	40.002	41.590	43.243	
Mercado potencial disponível	36.818	38.222	39.819	41.404	43.054	
Baixas Doméstico	-	-	-	-	-	
Baixas Comercial	-	-	-	-	-	
Baixas Total	-	-	-	-	-	
Cientes ativos Doméstico	151	83	86	89	92	
Cientes ativos Comercial	12	10	11	11	12	
Cientes ativos D/C	163	93	97	100	104	
Base de clientes Doméstico	251	183	186	189	192	
Base de clientes Comercial	25	23	24	24	25	
Base Total	276	206	210	213	217	
Penetração Residencial %	0,7%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	
Penetração Comercial %	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	
Penetração D/C %	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,3%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



Japeri



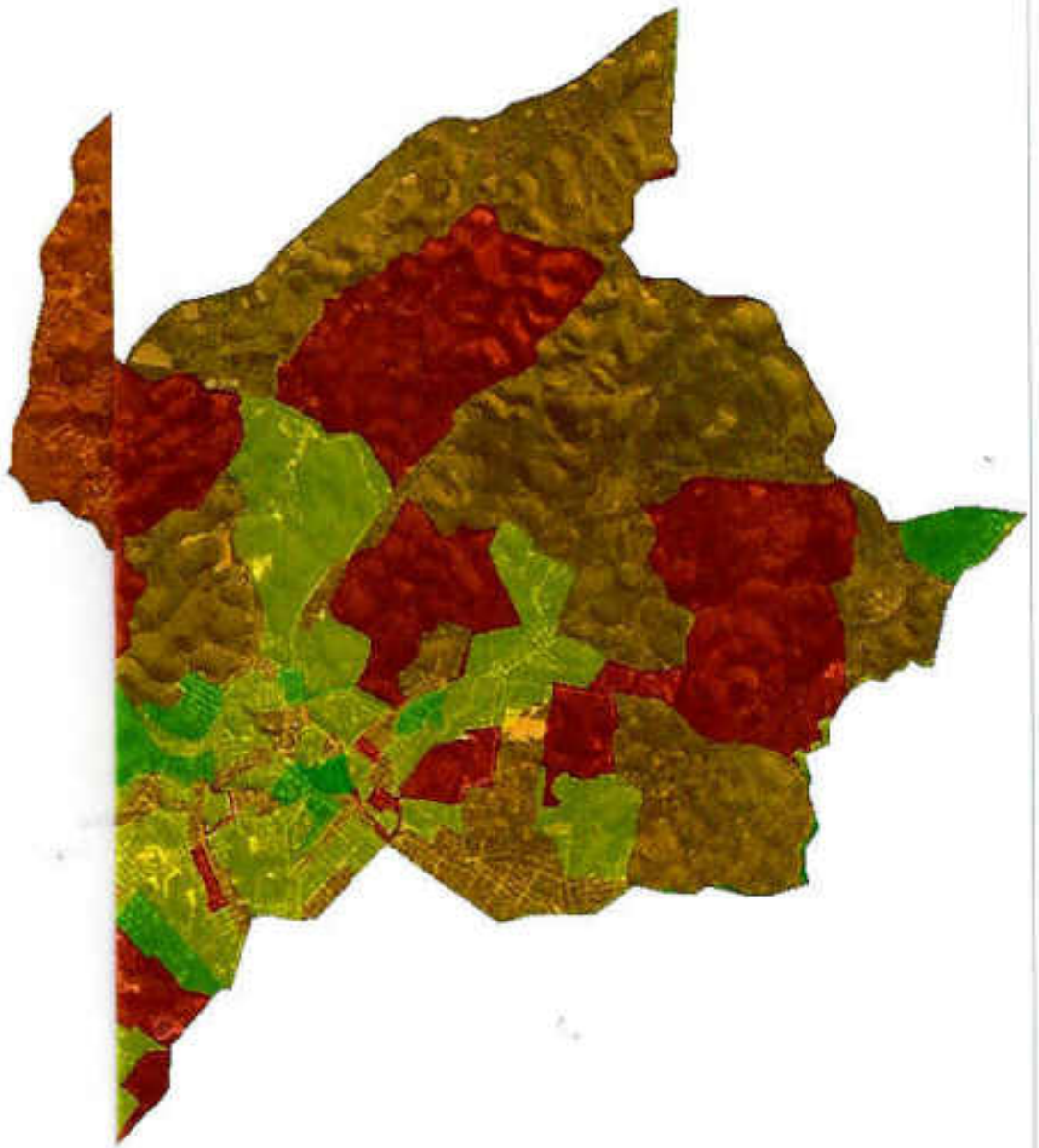
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Cientes Ativos Res Dez/2016	Cientes Ativos COM Dez/2016
26.843	2%	-	-

Japeri

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	-	-	-	-	-	-
Potencial SV - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SV	24	115	115	115	115	
Objetivo Comercial SV	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SV derivado de SP	-	-	-	-	-	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	91	-	-	-	-	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	-	-	-	-	-	
Potencial Final SV	115	115	115	115	115	
Potencial SP - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SP	75	363	363	363	363	
Objetivo Comercial SP	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SP derivado de SH	288	-	-	-	-	
Potencial Final SP	363	363	363	363	363	
Potencial SH + EXP- Penetração %	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SH	26.168	26.284	26.636	27.526	28.125	
Objetivo Comercial SH	303	-	-	-	-	303
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	576	587	599	613	625	
Potencial Final SH	26.284	26.636	27.526	28.125	28.738	
Potencial NE - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial NE	576	587	599	613	625	
Objetivo Comercial NE	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	587	599	613	625	638	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	-	-	-	-	-	
Potencial Final NE	1.163	1.186	1.212	1.238	1.263	
Potencial COM + EXP- Penetração %	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	
Potencial Inicial COM	339	345	351	358	365	
Objetivo Comercial COM	4	4	4	4	4	20
Crescimento comercial ao ano	10	10	11	11	11	
Potencial Final COM	345	351	358	365	372	
Viviendas C/agua encanada	28.004	28.603	29.216	29.841	30.479	
Mercado potencial disponível	27.925	28.300	29.216	29.841	30.479	
Baixas Doméstico	-	-	-	-	-	
Baixas Comercial	-	-	-	-	-	
Baixas Total	-	-	-	-	-	
Cientes ativos Doméstico	303	-	-	-	-	
Cientes ativos Comercial	4	4	4	4	4	
Cientes ativos D/C	307	4	4	4	4	
Base de clientes Doméstico	303	-	-	-	-	
Base de clientes Comercial	4	4	4	4	4	
Base Total	307	4	4	4	4	
Penetração Residencial %	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Penetração Comercial %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Penetração D/C %	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



**Legenda**

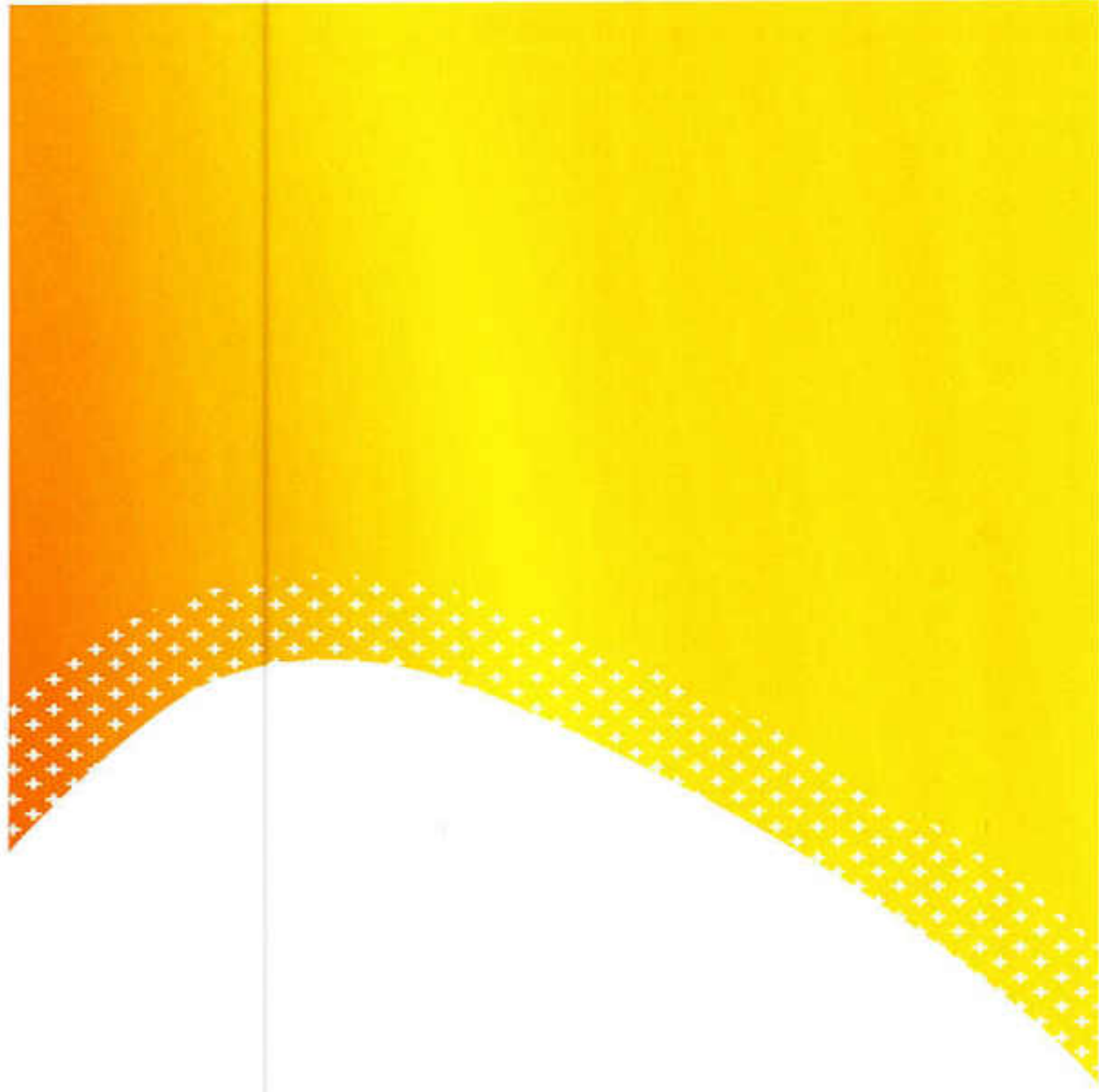
Setores - Potencial Disponível Total

Potencial

- 1 - 45
- 46 - 100
- 101 - 170
- 171 - 250
- 251 - >1.000



Mangaratiba



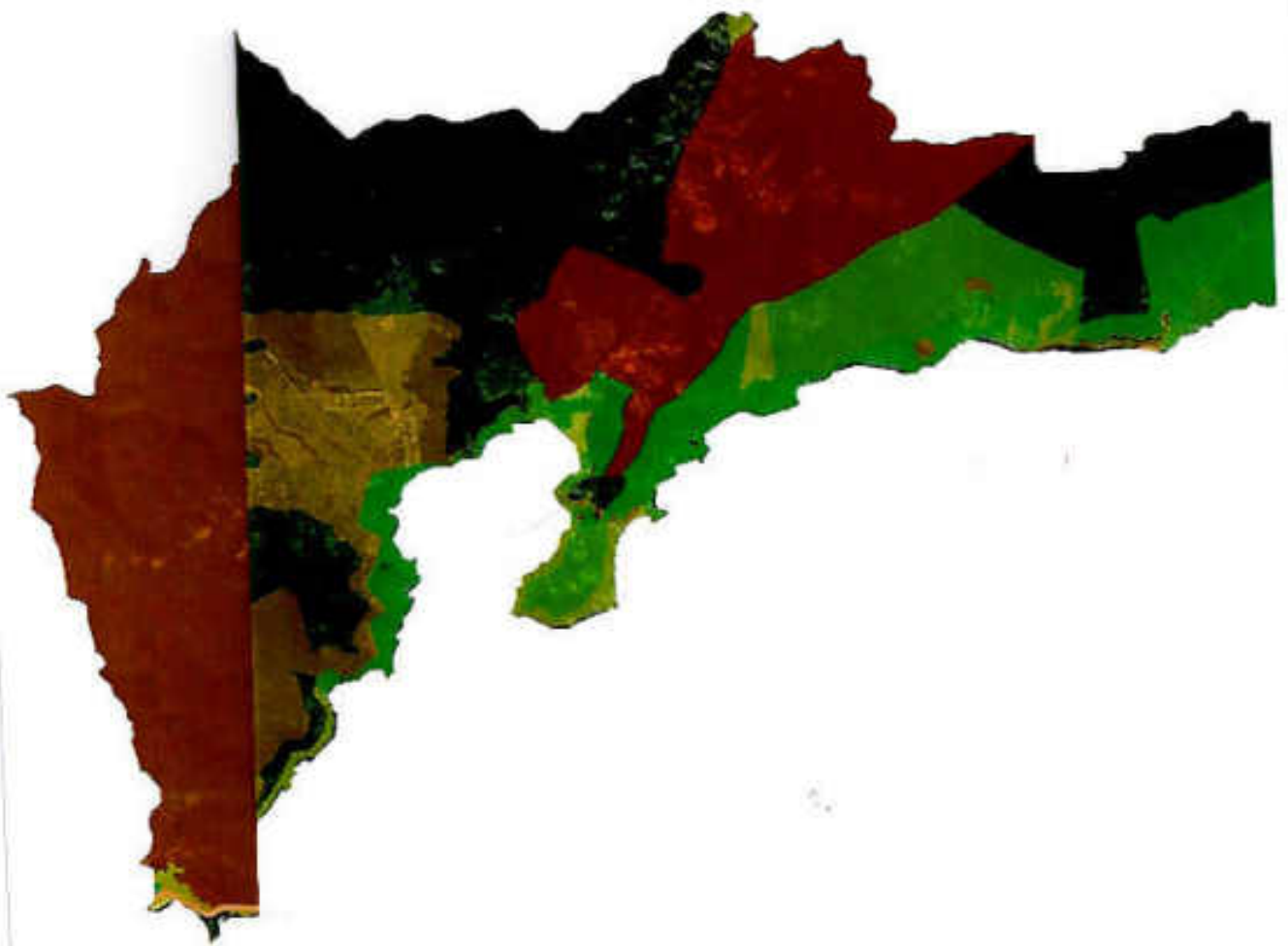
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Clientes Ativos Res Dez/2016	Clientes Ativos COM Dez/2016
8.747	5%	-	-

Mangaratiba

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	-	-	-	-	-	-
Potencial SV - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Potencial Inicial SV	21	103	103	103	103	-
Objetivo Comercial SV	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SV derivado de SP	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SV derivado de SH	82	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SV derivado de NE	-	-	-	-	-	-
Potencial Final SV	103	103	103	103	103	-
Potencial SP - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Potencial Inicial SP	67	327	327	327	327	-
Objetivo Comercial SP	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SP derivado de SH	260	-	-	-	-	-
Potencial Final SP	327	327	327	327	327	-
Potencial SH + EXP- Penetração %	3,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Potencial Inicial SH	8.216	8.246	8.496	9.226	9.716	-
Objetivo Comercial SH	274	-	-	-	-	274
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	443	466	490	514	540	-
Potencial Final SH	8.246	8.496	9.226	9.716	10.230	-
Potencial NE - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Potencial Inicial NE	443	466	490	514	540	-
Objetivo Comercial NE	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	466	490	514	540	568	-
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	-	-	-	-	-	-
Potencial Final NE	909	956	1.004	1.054	1.108	-
Potencial COM + EXP- Penetração %	6,8%	6,4%	7,4%	7,8%	8,9%	-
Potencial Inicial COM	146	140	135	129	123	-
Objetivo Comercial COM	10	9	10	10	11	50
Crescimento comercial ao ano	4	4	4	4	4	-
Potencial Final COM	140	135	129	123	116	-
Viviendas C/água encanada	9.656	10.146	10.660	11.200	11.768	-
Mercado potencial disponível	9.585	9.872	10.660	11.200	11.768	-
Baixas Doméstico	-	-	-	-	-	-
Baixas Comercial	-	-	-	-	-	-
Baixas Total	-	-	-	-	-	-
Clientes ativos Doméstico	274	-	-	-	-	-
Clientes ativos Comercial	10	9	10	10	11	-
Clientes ativos D/C	284	9	10	10	11	-
Base de clientes Doméstico	274	-	-	-	-	-
Base de clientes Comercial	10	9	10	10	11	-
Base Total	284	9	10	10	11	-
Penetração Residencial %	2,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-
Penetração Comercial %	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	-
Penetração D/C %	1,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



**Legenda**

Setores - Potencial Disponível Total

Potencial

1 - 45

46 - 100

101 - 170

171 - 250

251 - >1.000

Maricá



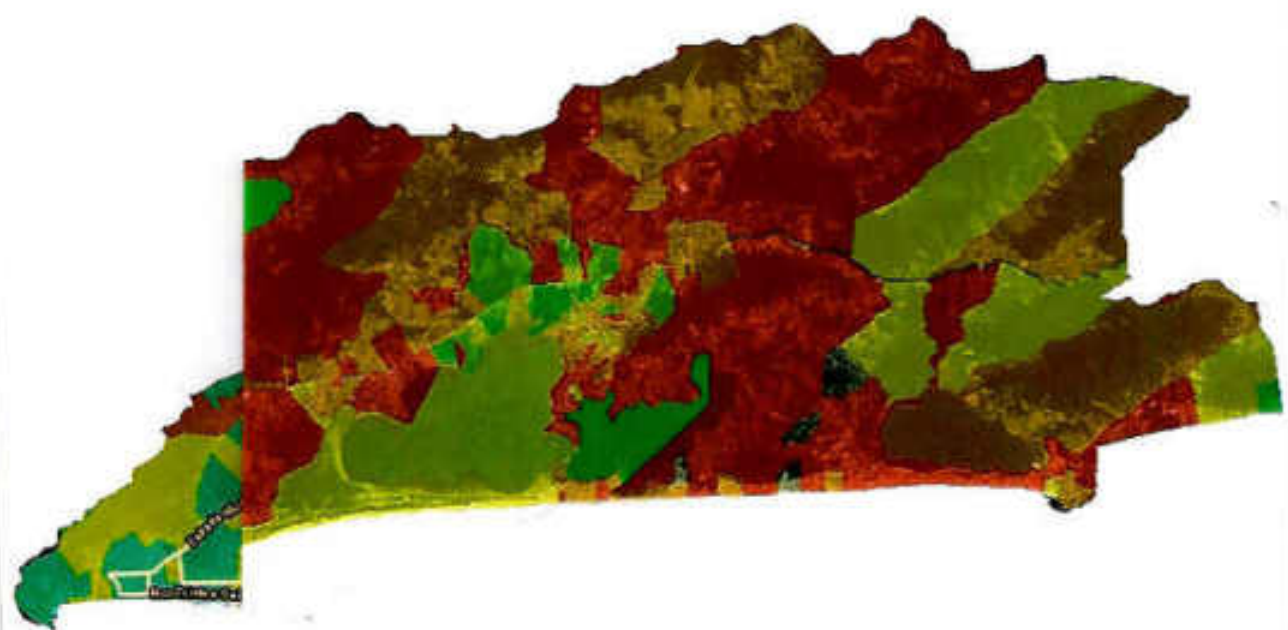
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Clientes Ativos Res Dez/2016	Clientes Ativos COM Dez/2016
11.785	6%	1.193	-

Maricá

Análise do Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	-	-	-	-	-	-
Potencial SV - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SV	288	288	288	288	288	
Objetivo Comercial SV	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SV derivado de SP	-	-	-	-	-	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	-	-	-	-	-	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	-	-	-	-	-	
Potencial Final SV	288	288	288	288	288	
Potencial SP - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SP	912	912	912	912	912	
Objetivo Comercial SP	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SP derivado de SH	-	-	-	-	-	
Potencial Final SP	912	912	912	912	912	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SH	8.628	8.431	10.155	10.969	11.834	
Objetivo Comercial SH	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	764	814	865	922	981	
Potencial Final SH	8.431	10.155	10.969	11.834	12.756	
Potencial NE - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial NE	764	814	865	922	981	
Objetivo Comercial NE	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	814	865	922	981	1.046	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	-	-	-	-	-	
Potencial Final NE	1.578	1.679	1.787	1.903	2.027	
Potencial COM + EXP- Penetração %	5,8%	6,6%	7,2%	7,8%	8,6%	
Potencial Inicial COM	326	317	306	293	279	
Objetivo Comercial COM	19	21	22	23	24	109
Crescimento comercial ao ano	10	10	9	9	8	
Potencial Final COM	317	306	293	279	263	
Viviendas C/água encanada	13.362	14.227	15.149	16.130	17.176	
Mercado potencial disponível	11.209	13.034	13.956	14.937	15.983	
Baixas Doméstico	-	-	-	-	-	
Baixas Comercial	-	-	-	-	-	
Baixas Total	-	-	-	-	-	
Clientes ativos Doméstico	-	-	-	-	-	
Clientes ativos Comercial	19	21	22	23	24	
Clientes ativos D/C	19	21	22	23	24	
Base de clientes Doméstico	1.193	1.193	1.193	1.193	1.193	
Base de clientes Comercial	19	21	22	23	24	
Base Total	1.212	1.214	1.215	1.216	1.217	
Penetração Residencial %	8,9%	8,4%	7,9%	7,4%	6,9%	
Penetração Comercial %	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	
Penetração D/C %	4,9%	4,5%	4,2%	3,9%	3,7%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



**Legenda**

Setores - Potencial Disponível Total

Potencial

- 1 - 45
- 46 - 100
- 101 - 170
- 171 - 250
- 251 - >1.000

Mesquita



Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

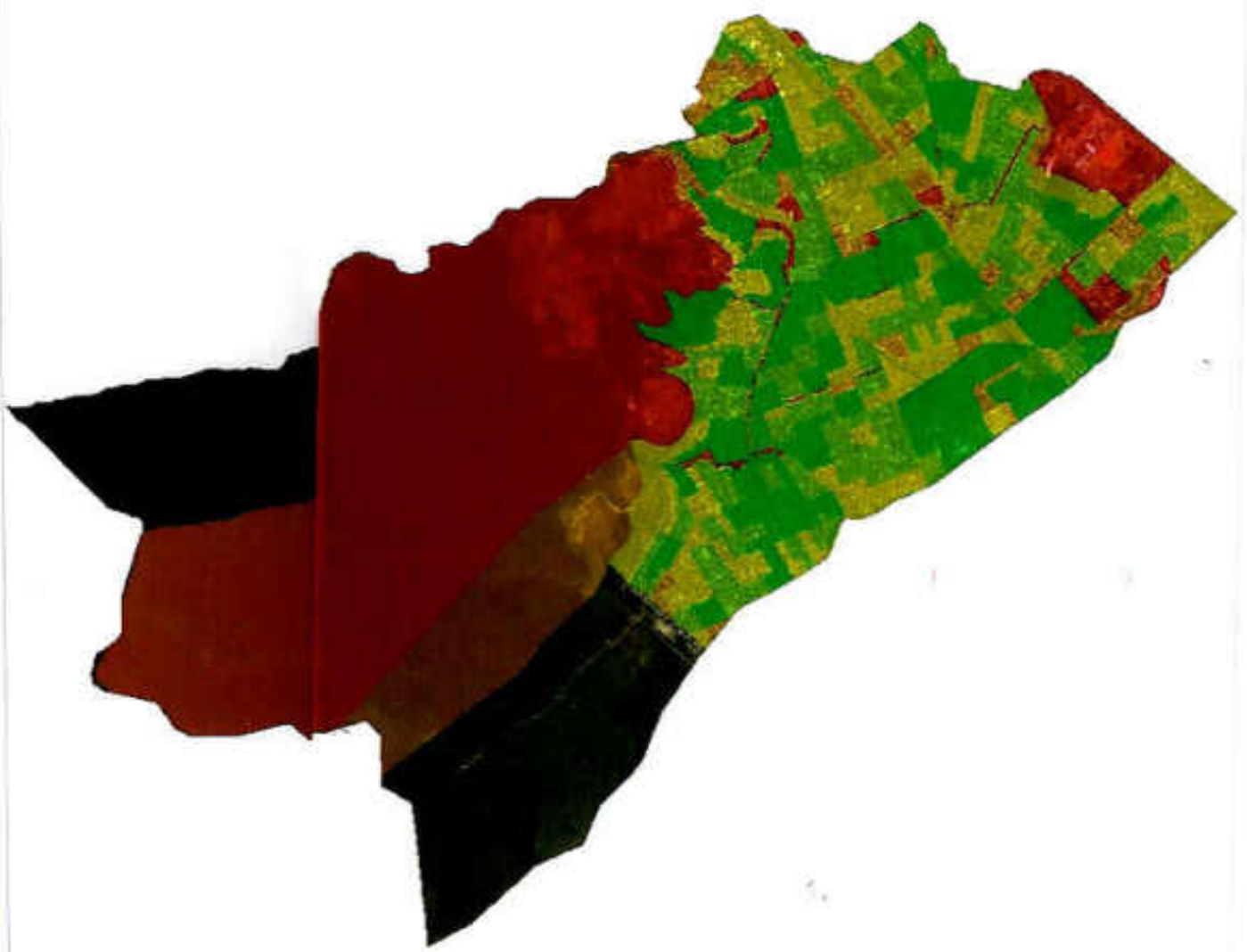
Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Clientes Ativos Res Dez/2016	Clientes Ativos COM Dez/2016
53.394	2%	767	2

Mesquita

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	16	10	10	11	11	58
Potencial SV - Penetração %	1,4%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	
Potencial Inicial SV	1.680	1.678	1.688	1.699	1.710	
Objetivo Comercial SV	24	18	18	19	19	98
Incremento de Potencial SV derivado de SP	22	28	29	30	30	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	-	-	-	-	-	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	-	-	-	-	-	
Potencial Final SV	1.678	1.688	1.699	1.710	1.721	
Potencial SP - Penetração %	2,2%	3,0%	3,1%	3,3%	3,5%	
Potencial Inicial SP	3.258	3.185	3.091	2.994	2.895	
Objetivo Comercial SP	73	94	97	99	101	464
Incremento de Potencial SP derivado de SH	-	-	-	-	-	
Potencial Final SP	3.185	3.091	2.994	2.895	2.794	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SH	48.816	47.665	48.608	49.572	50.559	
Objetivo Comercial SH	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	873	887	902	916	932	
Potencial Final SH	47.665	48.608	49.572	50.559	51.561	
Potencial NE - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial NE	873	887	902	916	932	
Objetivo Comercial NE	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	887	902	916	932	946	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	-	-	-	-	-	
Potencial Final NE	1.760	1.789	1.818	1.848	1.878	
Potencial COM + EXP- Penetração %	3,8%	3,4%	3,8%	3,9%	4,3%	
Potencial Inicial COM	237	235	234	232	230	
Objetivo Comercial COM	9	8	9	9	10	45
Crescimento comercial ao ano	7	7	7	7	7	
Potencial Final COM	235	234	232	230	227	
Viviendas C/água encanada	55.154	56.056	56.972	57.904	58.850	
Mercado potencial disponível	54.288	55.176	56.083	57.012	57.954	
Baixas Doméstico	51	55	58	63	67	
Baixas Comercial	-	-	-	-	-	
Baixas Total	51	55	58	63	67	
Clientes ativos Doméstico	113	122	125	129	131	
Clientes ativos Comercial	9	8	9	9	10	
Clientes ativos D/C	122	130	134	138	141	
Base de clientes Doméstico	829	834	834	833	831	
Base de clientes Comercial	11	10	11	11	12	
Base Total	840	844	845	844	843	
Penetração Residencial %	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	
Penetração Comercial %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Penetração D/C %	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



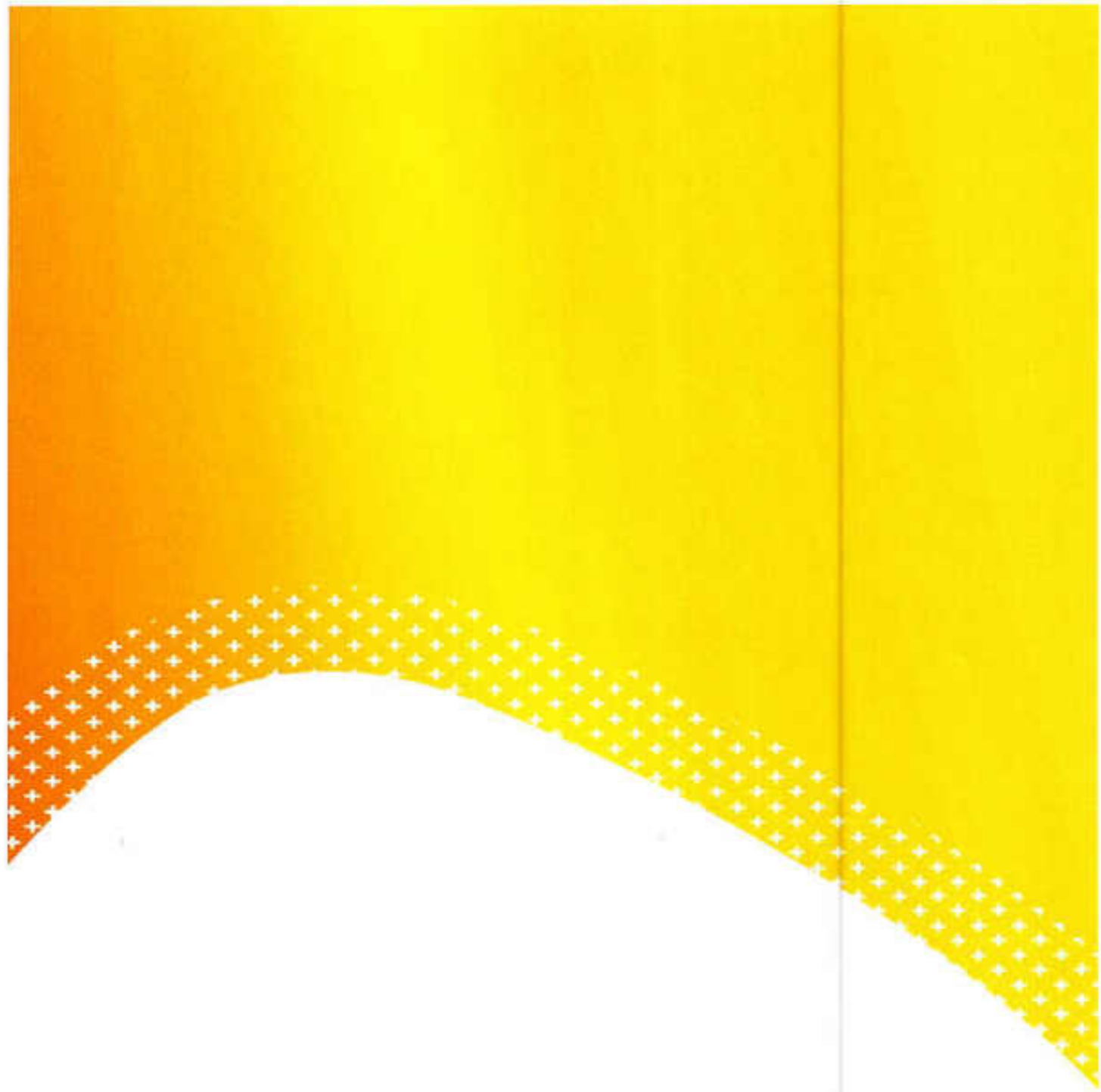


**Legende**

Sefores - Potencial Disponivel Total  
Potencial

- 1 - 45
- 46 - 100
- 101 - 170
- 171 - 250
- 251 - >1.000

Niilópolis



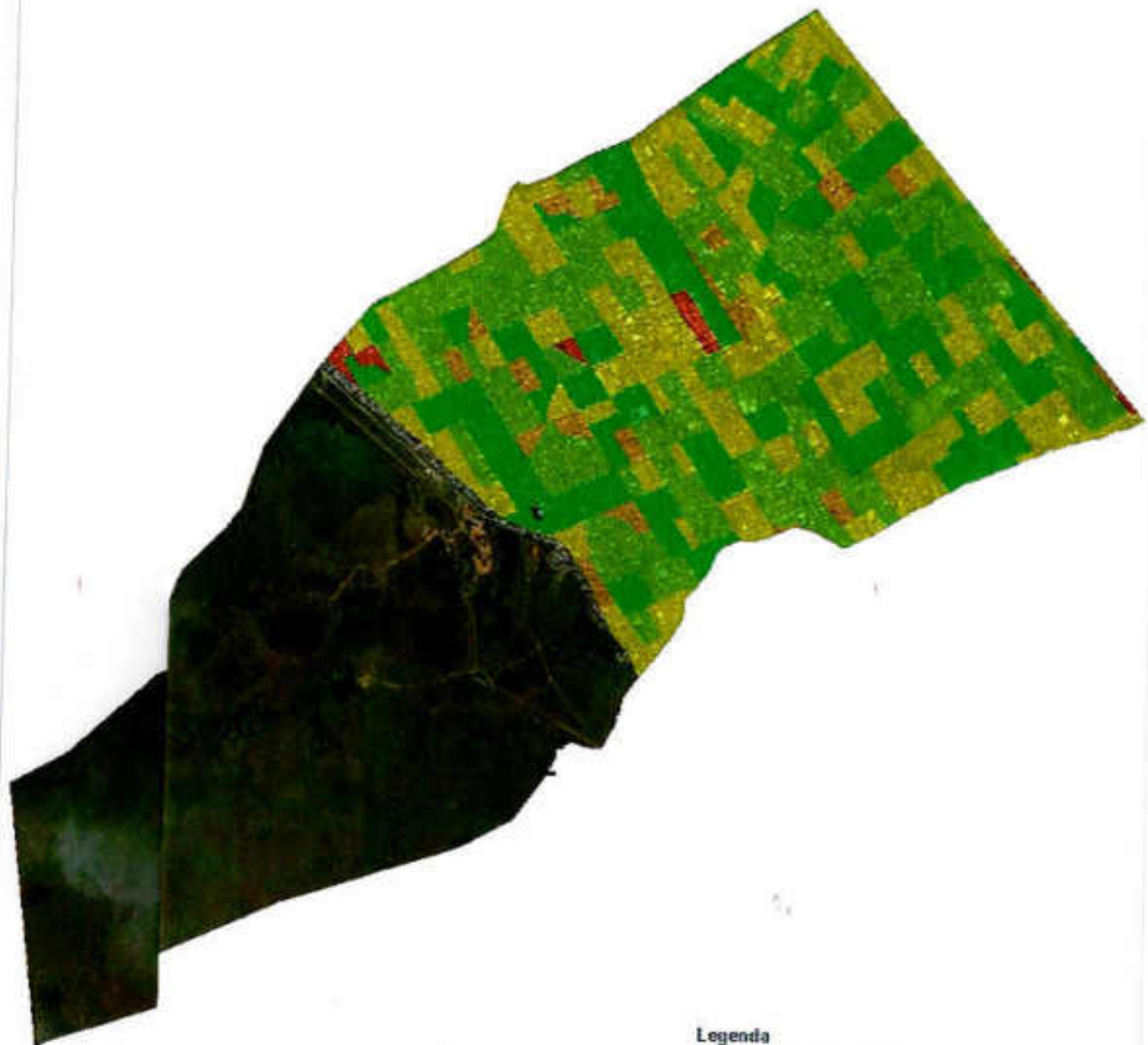
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Cientes Ativos Res Dez/2016	Cientes Ativos COM Dez/2016
49.744	1%	954	7

Nilópolis:

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	33	20	21	22	23	119
Potencial SV - Penetração %	7,6%	5,7%	5,5%	5,4%	5,3%	
Potencial Inicial SV	682	689	725	762	800	
Objetivo Comercial SV	52	39	40	41	42	214
Incremento de Potencial SV derivado de SP	36	46	47	48	50	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	23	29	30	31	32	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	-	-	-	-	-	
Potencial Final SV	689	725	762	800	840	
Potencial SP - Penetração %	2,3%	3,0%	3,1%	3,2%	3,3%	
Potencial Inicial SP	5.235	5.190	5.129	5.067	5.004	
Objetivo Comercial SP	120	154	158	161	165	758
Incremento de Potencial SP derivado de SH	74	93	96	98	101	
Potencial Final SP	5.190	5.129	5.067	5.004	4.940	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	
Potencial Inicial SH	42.229	42.667	43.296	43.944	44.620	
Objetivo Comercial SH	78	98	101	103	106	486
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	643	651	660	667	677	
Potencial Final SH	42.667	43.296	43.944	44.620	45.304	
Potencial NE - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial NE	643	651	660	667	677	
Objetivo Comercial NE	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	651	660	667	677	685	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	-	-	-	-	-	
Potencial Final NE	1.294	1.311	1.327	1.344	1.362	
Potencial COM + EXP- Penetração %	4,1%	3,9%	4,2%	4,5%	4,5%	
Potencial Inicial COM	416	411	407	402	396	
Objetivo Comercial COM	17	16	17	18	18	86
Crescimento comercial ao ano	12	12	12	12	12	
Potencial Final COM	411	407	402	396	390	
Viviendas C/água encanada	51.038	51.698	52.365	53.042	53.727	
Mercado potencial disponível	49.840	50.461	51.100	51.768	52.446	
Baixas Doméstico	124	132	140	149	157	
Baixas Comercial	-	-	-	-	-	
Baixas Total	124	132	140	149	157	
Cientes ativos Doméstico	283	311	320	327	336	
Cientes ativos Comercial	17	16	17	18	18	
Cientes ativos D/C	300	327	337	345	354	
Base de clientes Doméstico	1.113	1.133	1.134	1.132	1.133	
Base de clientes Comercial	24	23	24	25	25	
Base Total	1.137	1.156	1.158	1.157	1.158	
Penetração Residencial %	2,2%	2,2%	2,2%	2,1%	2,1%	
Penetração Comercial %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Penetração D/C %	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22

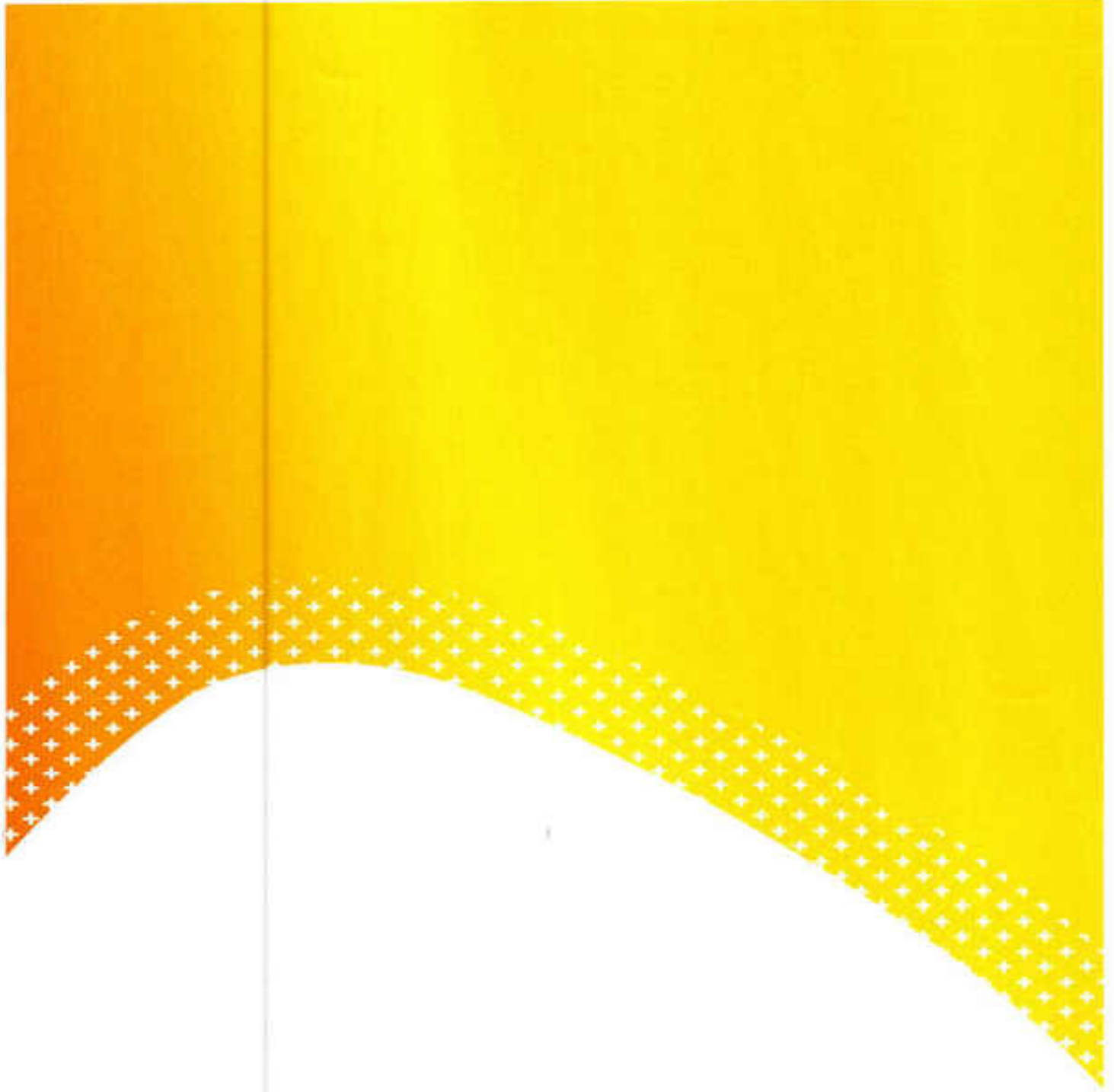


**Legenda**

Setores - Potencial Disponível Total  
Potencial

- 1 - 45
- 46 - 100
- 101 - 170
- 171 - 250
- 251 - >1.000

Niterói



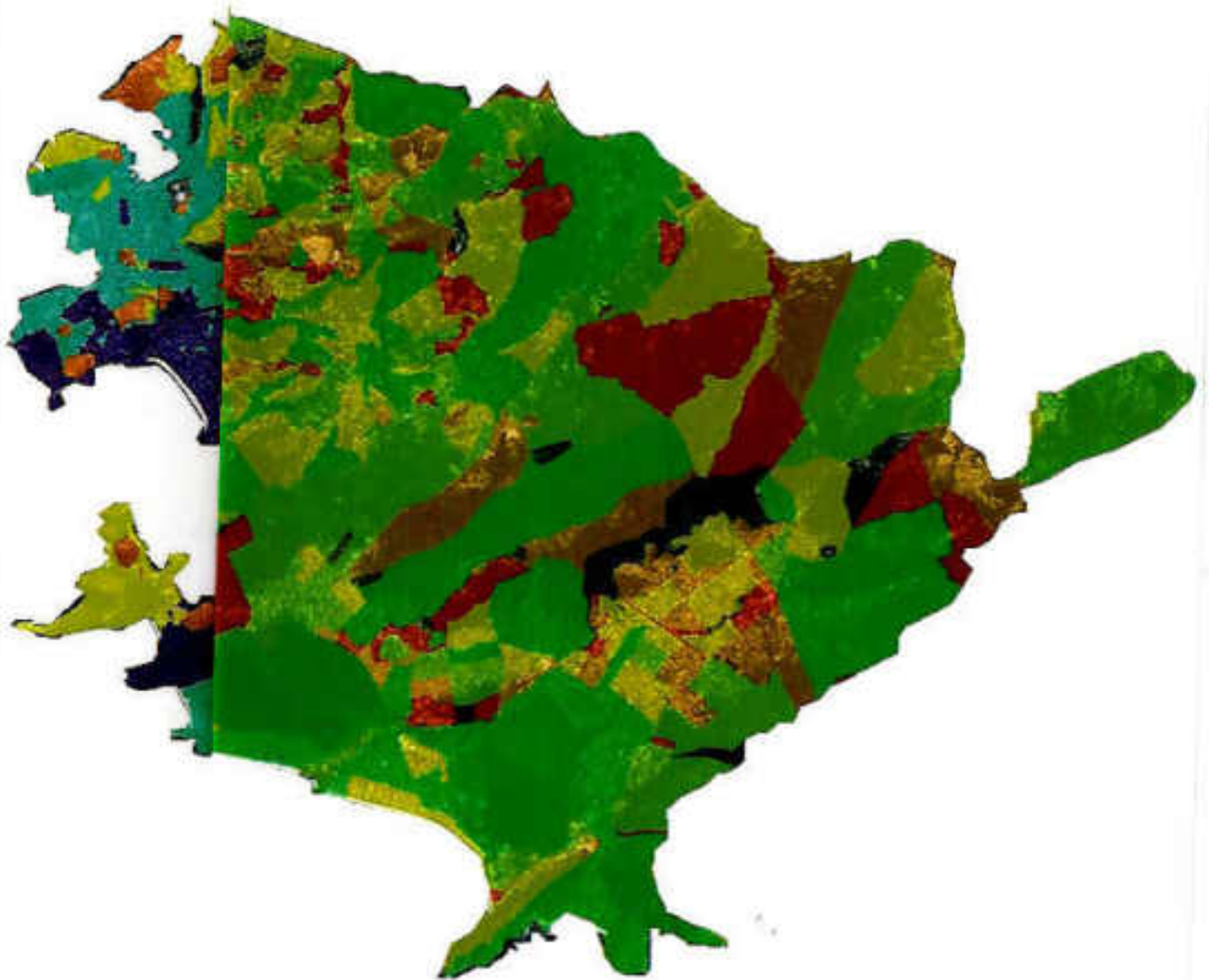
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Cientes Ativos Res Dez/2016	Cientes Ativos COM Dez/2016
181.590	2%	43.500	546

Niteroi

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	1.332	1.542	1.601	1.663	1.726	7.864
Potencial SV - Penetração %	11,7%	14,6%	16,3%	18,3%	20,9%	
Potencial Inicial SV	15.376	14.374	13.227	12.053	10.850	
Objetivo Comercial SV	1.800	2.099	2.154	2.211	2.269	10.533
Incremento de Potencial SV derivado de SP	363	370	379	388	397	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	122	92	94	96	98	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	313	490	507	524	542	
Potencial Final SV	14.374	13.227	12.053	10.850	9.618	
Potencial SP - Penetração %	2,9%	3,0%	3,1%	3,3%	3,4%	
Potencial Inicial SP	42.449	41.626	40.682	39.714	38.725	
Objetivo Comercial SP	1.211	1.234	1.264	1.293	1.324	6.326
Incremento de Potencial SP derivado de SH	388	290	296	304	312	
Potencial Final SP	41.626	40.682	39.714	38.725	37.713	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	
Potencial Inicial SH	78.015	75.200	81.125	84.704	89.722	
Objetivo Comercial SH	408	305	312	320	328	1.673
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	2.834	1.610	2.161	2.183	2.200	
Potencial Final SH	75.200	81.125	84.704	89.722	94.639	
Potencial NE - Penetração %	23,7%	40,2%	35,0%	36,4%	36,8%	
Potencial Inicial NE	4.400	4.058	4.695	4.804	4.912	
Objetivo Comercial NE	1.044	1.632	1.689	1.747	1.808	7.920
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	3.014	3.063	3.114	3.164	3.217	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	522	816	845	874	904	
Potencial Final NE	6.892	6.305	6.965	7.095	7.225	
Potencial COM + EXP- Penetração %	3,0%	3,3%	3,5%	3,7%	3,9%	
Potencial Inicial COM	2.206	2.206	2.199	2.188	2.173	
Objetivo Comercial COM	66	73	77	81	85	382
Crescimento comercial ao ano	66	66	66	66	65	
Potencial Final COM	2.206	2.199	2.188	2.173	2.153	
Viviendas C/agua encanada	187.571	190.634	193.748	196.912	200.129	
Mercado potencial disponível	138.092	141.339	143.436	146.392	149.395	
Baixas Domestico	3.091	3.280	3.479	3.690	3.917	
Baixas Comercial	19	20	22	24	25	
Baixas Total	3.110	3.300	3.501	3.714	3.942	
Cientes ativos Domestico	5.795	6.812	7.020	7.234	7.455	
Cientes ativos Comercial	66	73	77	81	85	
Cientes ativos D/C	5.861	6.885	7.097	7.315	7.540	
Base de clientes Domestico	46.204	47.032	47.041	47.044	47.038	
Base de clientes Comercial	593	599	601	603	606	
Base Total	46.797	47.631	47.642	47.647	47.644	
Penetração Residencial %	24,6%	24,7%	24,3%	23,9%	23,6%	
Penetração Comercial %	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	
Penetração D/C %	14,4%	14,3%	14,1%	13,9%	13,6%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



**Legenda**

Setores - Potencial Disponível Total

Potencial

1 - 45

46 - 100

101 - 170

171 - 250

251 - >1.000

Nova Iguaçu





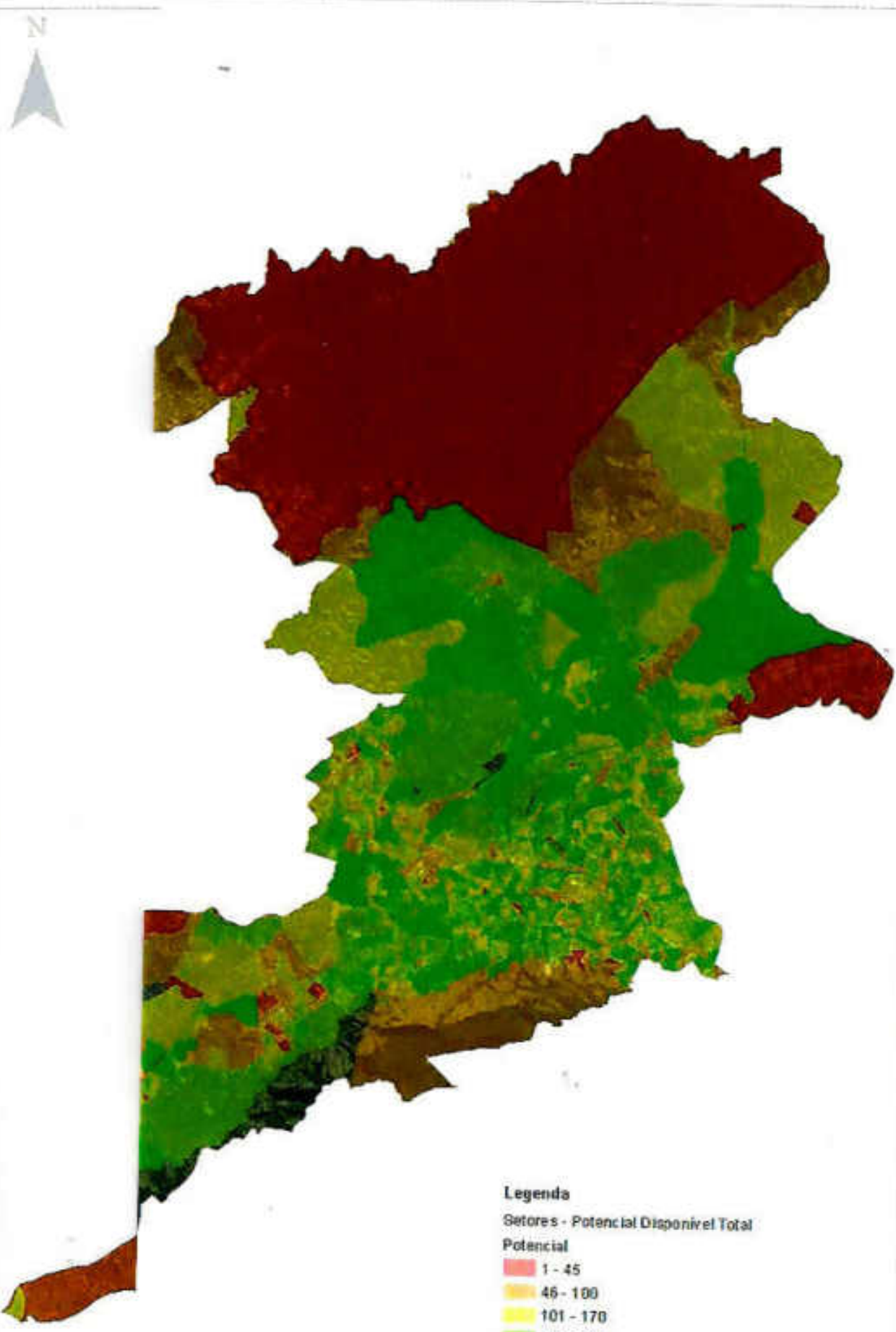
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Clientes Ativos Res Dez/2016	Clientes Ativos COM Dez/2016
204.511	1%	5.108	56

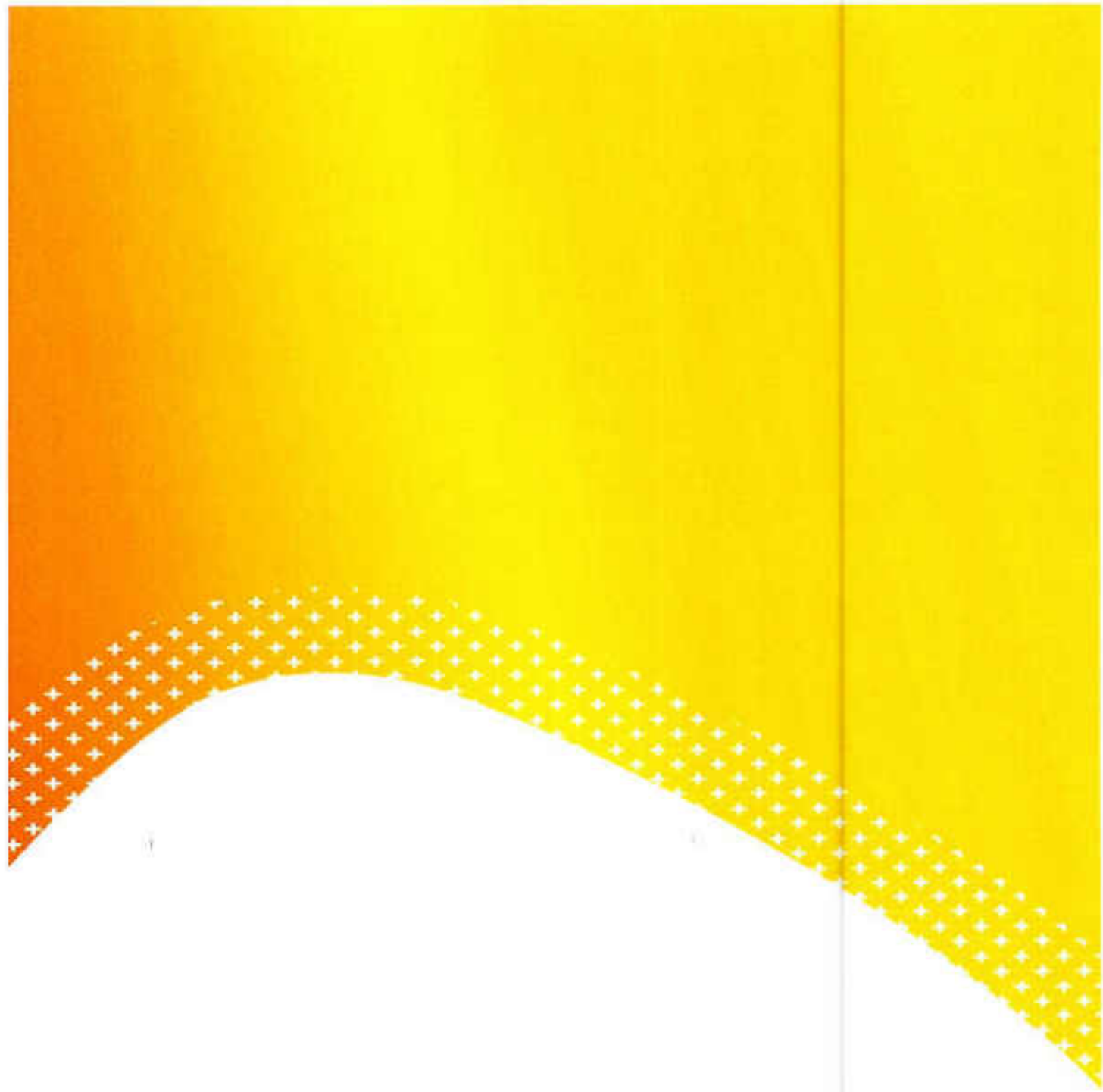
Nova Iguaçu

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	190	117	122	126	131	686
Potencial SV - Penetração %	8,3%	6,3%	6,6%	6,9%	7,3%	
Potencial Inicial SV	4.201	4.075	3.991	3.906	3.818	
Objetivo Comercial SV	348	256	263	270	277	1.414
Incremento de Potencial SV derivado de SP	39	50	51	52	53	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	36	45	47	47	49	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	147	77	80	83	85	
Potencial Final SV	4.075	3.991	3.906	3.818	3.728	
Potencial SP - Penetração %	2,1%	2,7%	2,8%	2,8%	2,9%	
Potencial Inicial SP	6.141	6.126	6.103	6.081	6.058	
Objetivo Comercial SP	129	166	169	173	177	814
Incremento de Potencial SP derivado de SH	114	143	147	150	154	
Potencial Final SP	6.126	6.103	6.081	6.058	6.035	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	
Potencial Inicial SH	186.277	188.281	190.579	194.202	197.275	
Objetivo Comercial SH	120	151	155	158	162	746
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	2.424	3.054	2.852	2.888	2.928	
Potencial Final SH	188.281	190.579	194.202	197.275	200.390	
Potencial NE - Penetração %	15,5%	7,5%	8,2%	8,3%	8,5%	
Potencial Inicial NE	3.159	3.440	3.250	3.301	3.354	
Objetivo Comercial NE	490	257	265	275	284	1.571
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	2.950	2.992	3.035	3.078	3.122	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	245	129	133	138	142	
Potencial Final NE	5.864	6.304	6.153	6.242	6.334	
Potencial COM + EXP- Penetração %	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	
Potencial Inicial COM	1.350	1.384	1.419	1.455	1.492	
Objetivo Comercial COM	7	7	7	7	8	36
Crescimento comercial ao ano	41	42	43	44	45	
Potencial Final COM	1.384	1.419	1.455	1.492	1.529	
Viviendas C/agua encanada	210.370	213.362	216.397	219.475	222.597	
Mercado potencial disponível	204.346	206.977	210.342	213.393	216.487	
Baixas Domestico	243	259	275	290	309	
Baixas Comercial	1	1	1	1	1	
Baixas Total	244	260	276	291	310	
Clientes ativos Domestico	1.277	947	974	1.002	1.031	
Clientes ativos Comercial	7	7	7	7	8	
Clientes ativos D/C	1.284	954	981	1.009	1.039	
Base de clientes Domestico	6.142	5.796	5.807	5.820	5.830	
Base de clientes Comercial	62	62	62	62	63	
Base Total	6.204	5.858	5.869	5.882	5.893	
Penetração Residencial %	2,9%	2,7%	2,7%	2,7%	2,6%	
Penetração Comercial %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Penetração D/C %	1,5%	1,4%	1,4%	1,4%	1,3%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



Queimados



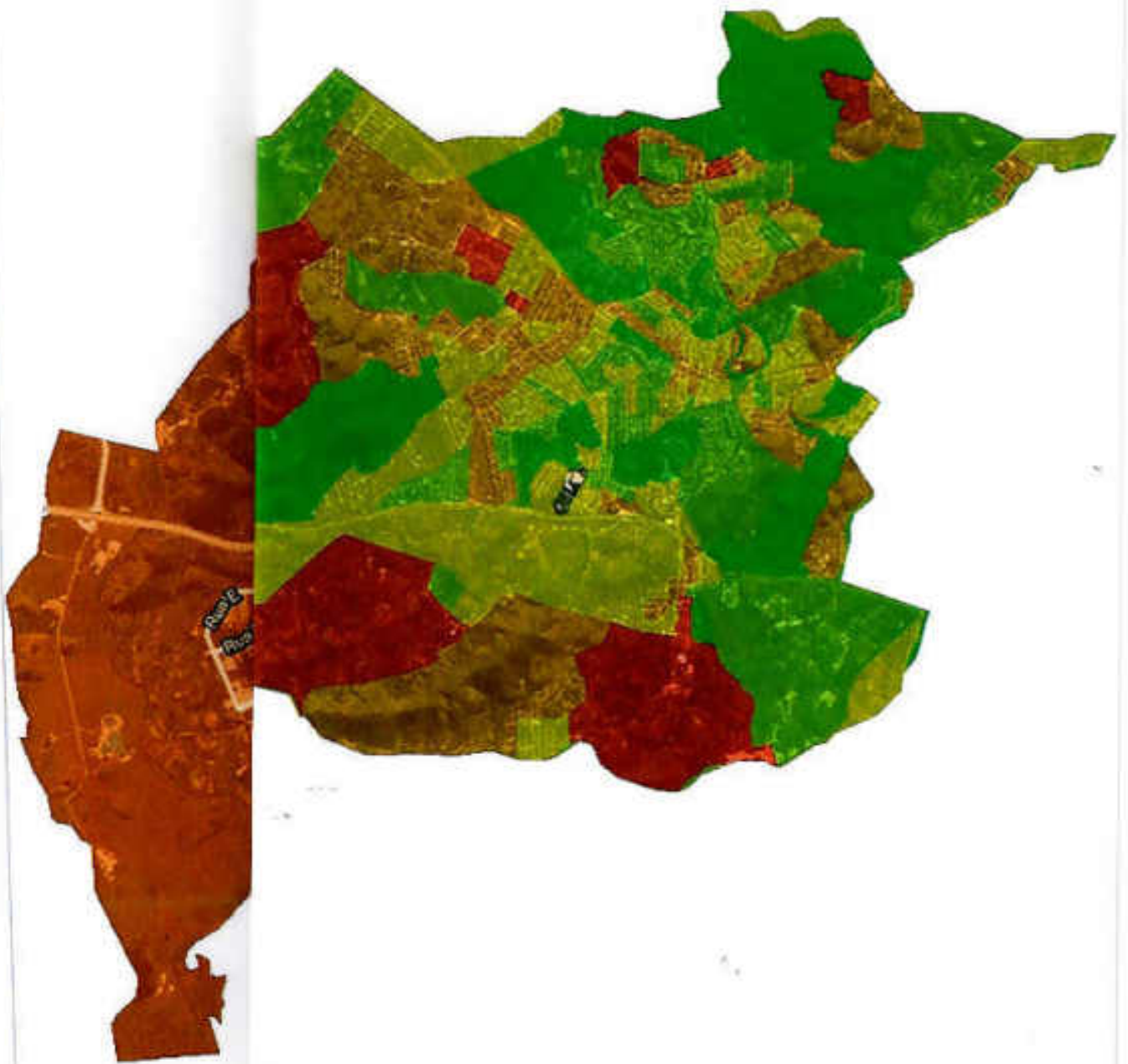
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Cientes Ativos Res Dez/2016	Cientes Ativos COM Dez/2016
40.131	2%	1.068	-

Queimados

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	-	-	-	-	-	-
Potencial SV - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial SV	824	1.110	1.328	1.552	1.783	
Objetivo Comercial SV	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial SV derivado de SP	2	3	3	3	3	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	91	114	117	120	122	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	193	101	104	108	112	
Potencial Final SV	1.110	1.328	1.552	1.783	2.020	
Potencial SP - Penetração %	0,8%	0,8%	0,6%	0,5%	0,5%	
Potencial Inicial SP	1.012	1.292	1.643	2.004	2.373	
Objetivo Comercial SP	8	10	10	10	11	49
Incremento de Potencial SP derivado de SH	288	361	371	379	388	
Potencial Final SP	1.292	1.643	2.004	2.373	2.750	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,8%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	
Potencial Inicial SH	36.433	36.060	35.624	36.559	36.936	
Objetivo Comercial SH	303	380	390	399	408	1.880
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	323	1.119	819	837	854	
Potencial Final SH	36.060	35.624	36.559	36.936	37.324	
Potencial NE - Penetração %	49,9%	20,7%	26,0%	26,1%	26,4%	
Potencial Inicial NE	1.286	1.623	1.341	1.377	1.414	
Objetivo Comercial NE	642	336	348	360	373	2.059
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	981	1.005	1.029	1.054	1.078	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	321	168	174	180	187	
Potencial Final NE	1.946	2.460	2.196	2.251	2.306	
Potencial COM + EXP- Penetração %	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	
Potencial Inicial COM	204	209	214	219	225	
Objetivo Comercial COM	1	1	1	1	1	5
Crescimento comercial ao ano	6	6	6	7	7	
Potencial Final COM	209	214	219	225	231	
Viviendas C/água encanada	42.071	43.076	44.105	45.159	46.237	
Mercado potencial disponível	40.408	41.055	42.311	43.343	44.400	
Baixas Doméstico	63	66	70	74	79	
Baixas Comercial	-	-	-	-	-	
Baixas Total	63	66	70	74	79	
Cientes ativos Doméstico	953	726	748	769	792	
Cientes ativos Comercial	1	1	1	1	1	
Cientes ativos D/C	954	727	749	770	793	
Base de clientes Doméstico	1.958	1.728	1.746	1.763	1.781	
Base de clientes Comercial	1	1	1	1	1	
Base Total	1.959	1.729	1.747	1.764	1.782	
Penetração Residencial %	4,7%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%	
Penetração Comercial %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Penetração D/C %	2,4%	2,1%	2,0%	2,0%	2,0%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



**Legenda**

Setores - Potencial Disponível Total

Potencial

1 - 45

46 - 100

101 - 170

171 - 250

251 - >1.000

Rio de Janeiro



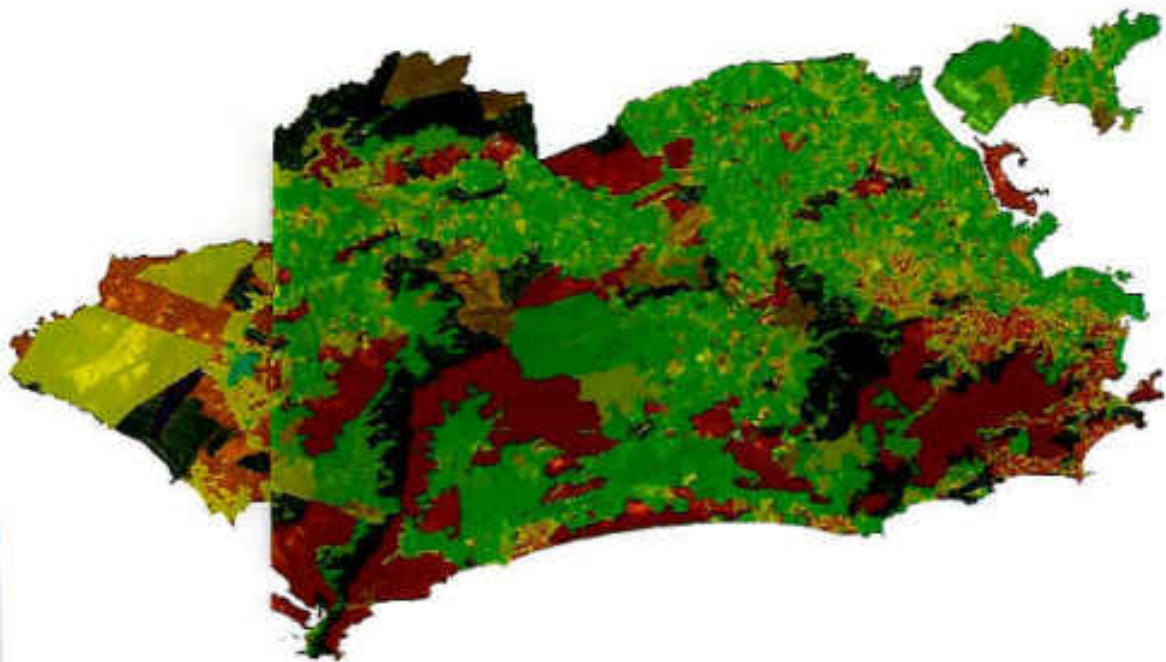
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Cientes Ativos Res Dez/2016	Cientes Ativos COM Dez/2016
2.343.606	2%	807.963	11.065

Rio de Janeiro





Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	15.972	16.595	17.236	17.896	18.577	86.276
Potencial SV - Penetração %	8,7%	9,5%	10,3%	11,3%	12,4%	
Potencial Inicial SV	176.097	166.876	157.523	147.946	138.141	
Objetivo Comercial SV	15.396	15.802	16.219	16.646	17.086	81.148
Incremento de Potencial SV derivado de SP	1.458	1.605	1.643	1.682	1.721	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	1.019	1.122	1.149	1.176	1.203	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	3.698	3.722	3.850	3.983	4.123	
Potencial Final SV	166.876	157.523	147.946	138.141	128.103	
Potencial SP - Penetração %	1,6%	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%	
Potencial Inicial SP	294.659	293.226	291.429	289.590	287.707	
Objetivo Comercial SP	4.860	5.351	5.478	5.607	5.737	27.033
Incremento de Potencial SP derivado de SH	3.227	3.554	3.639	3.724	3.810	
Potencial Final SP	293.226	291.429	289.590	287.707	285.780	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,3%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%	
Potencial Inicial SH	1.030.372	1.016.967	1.069.703	1.121.111	1.173.437	
Objetivo Comercial SH	3.397	3.741	3.830	3.920	4.011	18.899
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	36.141	35.521	35.669	36.201	36.706	
Potencial Final SH	1.016.967	1.069.703	1.121.111	1.173.437	1.226.723	
Potencial NE - Penetração %	22,6%	22,9%	23,4%	23,7%	24,0%	
Potencial Inicial NE	54.630	54.132	54.947	56.117	57.321	
Objetivo Comercial NE	12.326	12.407	12.832	13.277	13.743	64.585
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	41.806	42.539	43.285	44.043	44.816	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	6.163	6.204	6.416	6.639	6.872	
Potencial Final NE	90.273	90.468	91.816	93.522	95.266	
Potencial COM + EXP- Penetração %	6,2%	6,7%	7,4%	8,1%	8,9%	
Potencial Inicial COM	18.070	17.485	16.829	16.095	15.277	
Objetivo Comercial COM	1.125	1.180	1.239	1.301	1.366	6.211
Crescimento comercial ao ano	540	524	505	483	459	
Potencial Final COM	17.485	16.829	16.095	15.277	14.370	
Viviendas C/água encaçada	2.426.498	2.469.037	2.512.322	2.556.365	2.601.181	
Mercado potencial disponível	1.567.342	1.609.123	1.650.463	1.692.807	1.735.872	
Baixas Doméstico	28.005	29.704	31.515	33.437	35.491	
Baixas Comercial	285	303	324	346	370	
Baixas Total	28.290	30.007	31.839	33.783	35.861	
Cientes ativos Doméstico	51.951	53.896	55.595	57.346	59.153	
Cientes ativos Comercial	1.125	1.180	1.239	1.301	1.366	
Cientes ativos D/C	53.076	55.076	56.834	58.647	60.519	
Base de clientes Doméstico	831.909	832.155	832.043	831.872	831.625	
Base de clientes Comercial	11.925	11.962	12.000	12.040	12.081	
Base Total	843.834	844.117	844.043	843.912	843.706	
Penetração Residencial %	34,3%	33,7%	33,1%	32,5%	32,0%	
Penetração Comercial %	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	
Penetração D/C %	21,1%	20,7%	20,3%	19,9%	19,5%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



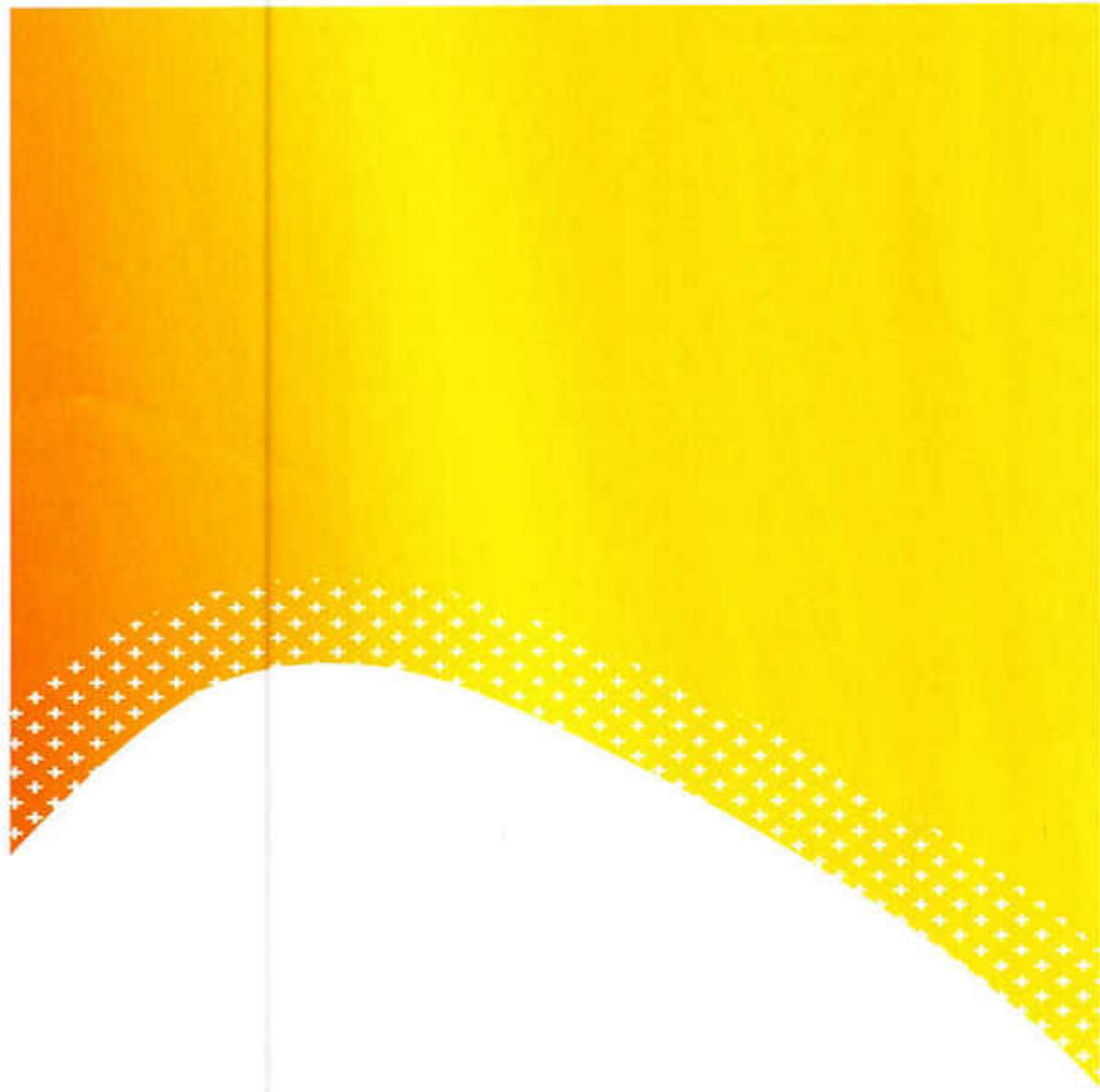
**Legenda**

Setores - Potencial Disponível Total  
Potencial

-  1 - 45
-  46 - 100
-  101 - 170
-  171 - 250
-  251 - >1.000



São Gonçalo



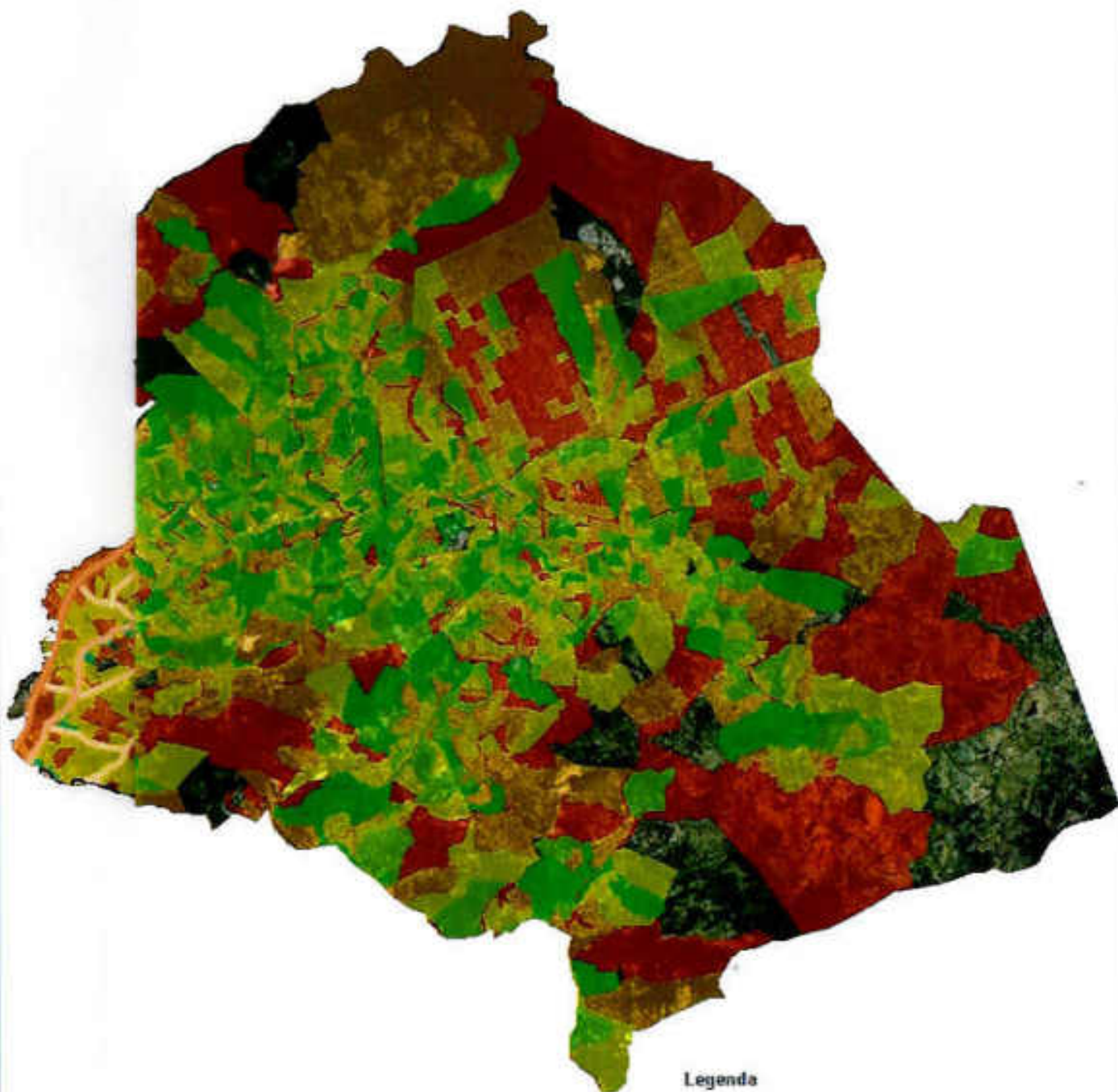
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Clientes Ativos Res Dez/2016	Clientes Ativos COM Dez/2016
295.380	2%	19.918	106

São Gonçalo

Análise de Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	415	480	499	518	538	2.450
Potencial SV - Penetração %	9,7%	11,9%	13,0%	14,3%	15,9%	
Potencial Inicial SV	7.957	7.554	7.080	6.594	6.098	
Objetivo Comercial SV	770	897	921	945	970	4.503
Incremento de Potencial SV derivado de SP	89	90	92	95	97	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	126	95	97	99	101	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	152	238	246	255	263	
Potencial Final SV	7.554	7.080	6.594	6.098	5.589	
Potencial SP - Penetração %	1,4%	1,4%	1,5%	1,5%	1,5%	
Potencial Inicial SP	20.954	21.058	21.056	21.054	21.052	
Objetivo Comercial SP	296	301	308	316	323	1.544
Incremento de Potencial SP derivado de SH	400	299	308	314	321	
Potencial Final SP	21.058	21.056	21.054	21.052	21.050	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	
Potencial Inicial SH	240.495	244.074	251.217	257.609	264.706	
Objetivo Comercial SH	421	315	322	331	338	1.727
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	6.365	5.870	6.259	6.386	6.522	
Potencial Final SH	244.074	251.217	257.609	264.706	271.953	
Potencial NE - Penetração %	7,1%	11,2%	10,9%	11,1%	11,2%	
Potencial Inicial NE	7.127	7.060	7.489	7.660	7.839	
Objetivo Comercial NE	508	793	820	849	878	3.848
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	6.552	6.695	6.840	6.989	7.140	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	254	397	410	425	439	
Potencial Final NE	13.425	13.359	13.919	14.225	14.540	
Potencial COM + EXP- Penetração %	3,2%	3,5%	3,7%	4,0%	4,2%	
Potencial Inicial COM	1.998	1.995	1.985	1.971	1.952	
Objetivo Comercial COM	63	70	74	78	82	367
Crescimento comercial ao ano	60	60	60	59	59	
Potencial Final COM	1.995	1.985	1.971	1.952	1.929	
Viviendas C/água encanada	308.345	315.040	321.880	328.869	336.009	
Mercado potencial disponível	286.111	292.712	299.176	306.081	313.132	
Baixas Doméstico	2.093	2.214	2.360	2.506	2.671	
Baixas Comercial	89	94	101	108	115	
Baixas Total	2.182	2.308	2.461	2.614	2.786	
Clientes ativos Doméstico	2.410	2.786	2.870	2.959	3.047	
Clientes ativos Comercial	63	70	74	78	82	
Clientes ativos D/C	2.473	2.856	2.944	3.037	3.129	
Base de clientes Doméstico	20.235	20.490	20.428	20.371	20.294	
Base de clientes Comercial	80	82	79	76	73	
Base Total	20.315	20.572	20.507	20.447	20.367	
Penetração Residencial %	6,6%	6,5%	6,3%	6,2%	6,0%	
Penetração Comercial %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Penetração D/C %	3,4%	3,4%	3,3%	3,2%	3,1%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



**Legenda**

Setores - Potencial Disponível Total

Potencial

1 - 45

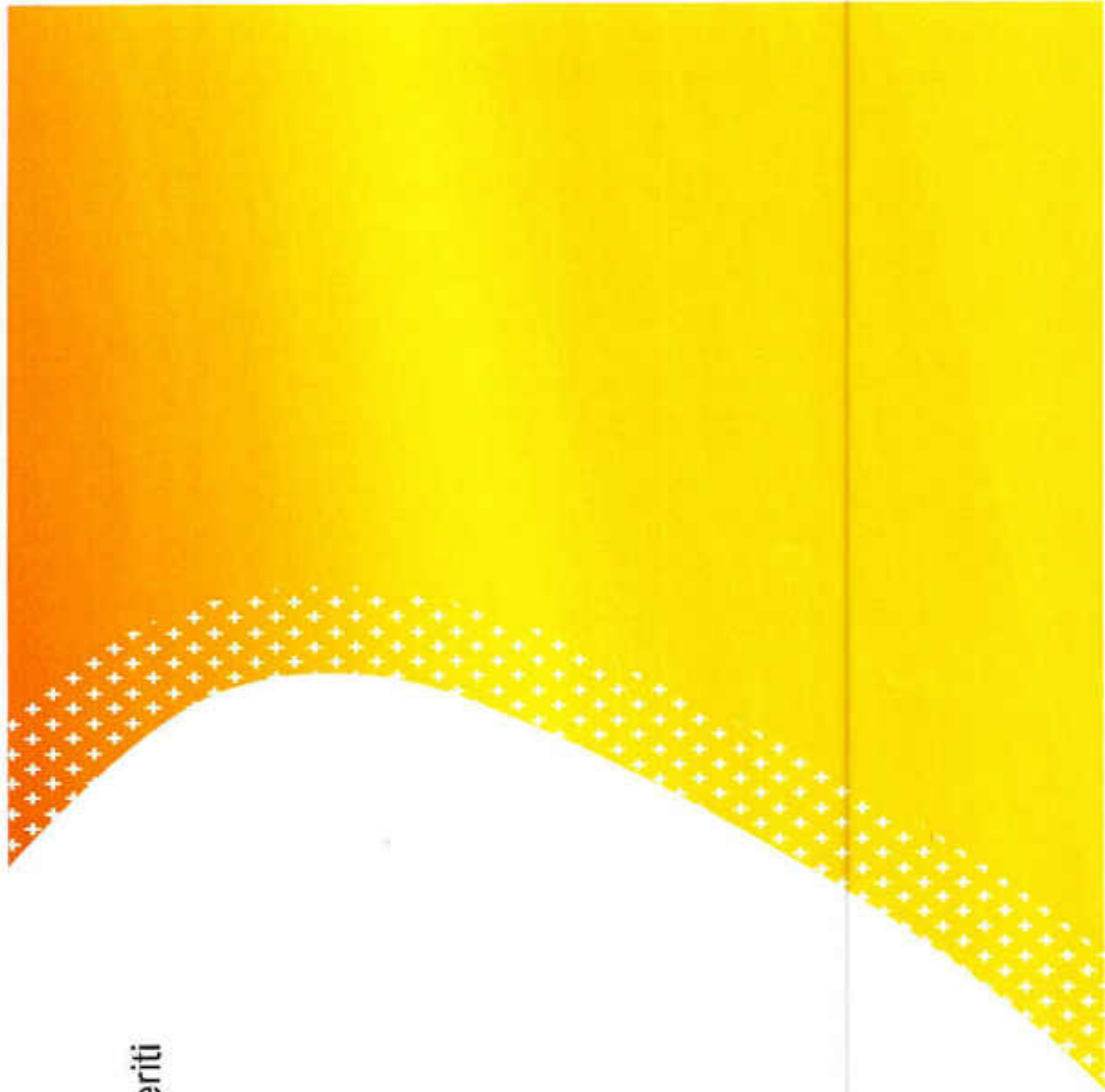
46 - 100

101 - 170

171 - 250

251 - >1.000

São João de Meriti



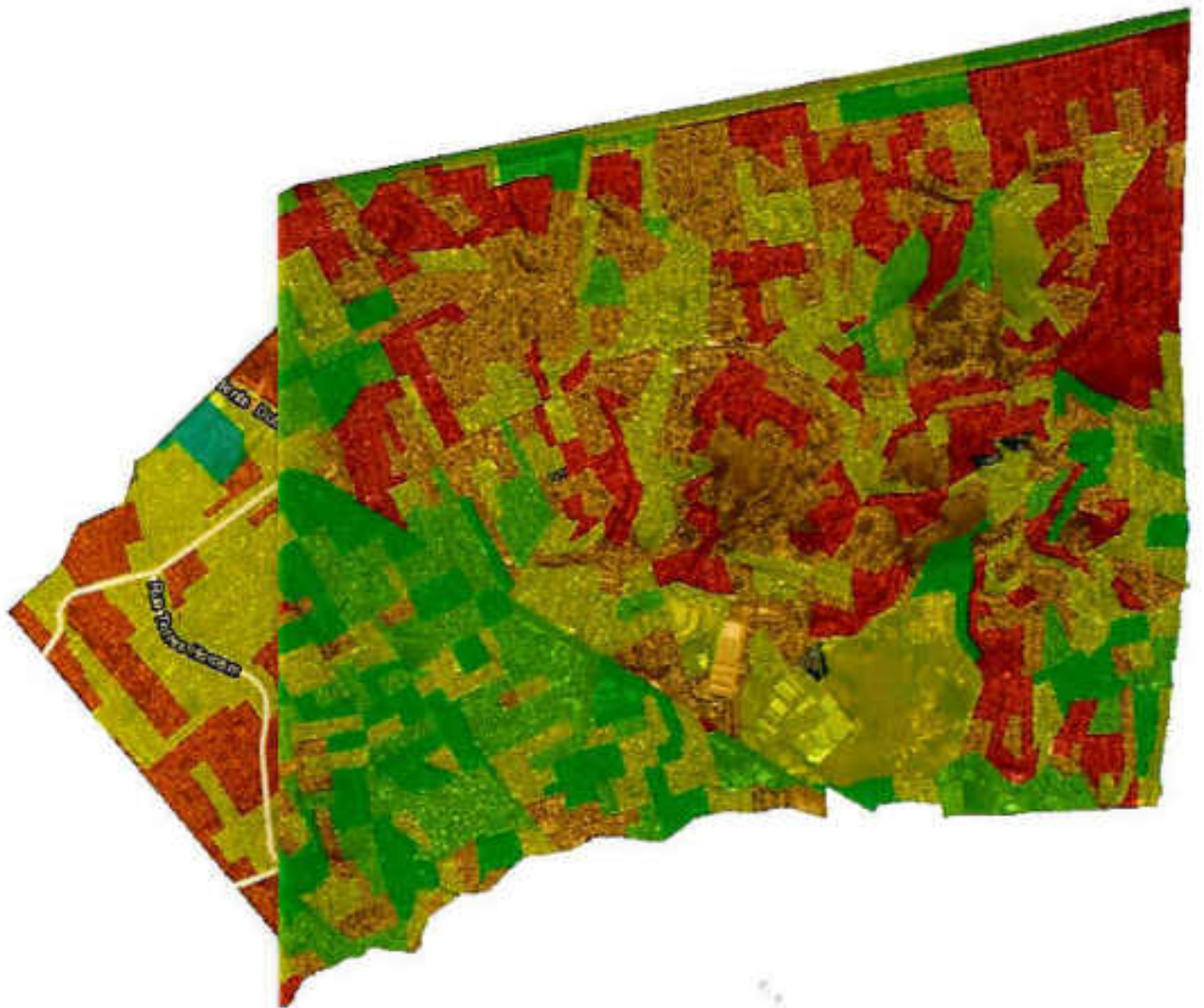
Evolução do Mercado Potencial  
Planejamento Estratégico 18-22  
CEG

Merc. Pot. Dez/2016	Cresc. Dom. 2000-2010 ano	Cientes Ativos Res Dez/2016	Cientes Ativos COM Dez/2016
148.381	1%	1.392	7

São João de Meriti

Análise do Mercado Potencial	2018	2019	2020	2021	2022	Acumulado
Objetivo Comercial ESP	3	2	2	2	2	11
Potencial SV - Penetração %	2,1%	1,3%	1,1%	0,9%	0,8%	
Potencial Inicial SV	634	760	926	1.096	1.270	
Objetivo Comercial SV	13	10	10	10	10	53
Incremento de Potencial SV derivado de SP	12	16	16	17	17	
Incremento de Potencial SV derivado de SH	127	160	164	167	171	
Incremento de Potencial SV derivado de NE	-	-	-	-	-	
Potencial Final SV	760	926	1.096	1.270	1.448	
Potencial SP - Penetração %	1,1%	1,3%	1,2%	1,1%	1,0%	
Potencial Inicial SP	3.780	4.141	4.594	5.058	5.533	
Objetivo Comercial SP	41	52	54	55	57	259
Incremento de Potencial SP derivado de SH	402	505	518	530	542	
Potencial Final SP	4.141	4.594	5.058	5.533	6.018	
Potencial SH + EXP- Penetração %	0,3%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	
Potencial Inicial SH	140.603	141.654	142.919	144.147	145.486	
Objetivo Comercial SH	423	532	545	558	571	2.629
Incremento de Potencial SH derivado de NE não captado	1.952	1.978	2.003	2.029	2.056	
Potencial Final SH	141.654	142.919	144.147	145.486	146.838	
Potencial NE - Penetração %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Potencial Inicial NE	1.952	1.978	2.003	2.029	2.056	
Objetivo Comercial NE	-	-	-	-	-	-
Incremento de Potencial NE derivado de Expansão Domiciliar	1.978	2.003	2.029	2.056	2.083	
Incremento de Potencial NE derivado de Pré-captação	-	-	-	-	-	
Potencial Final NE	3.930	3.981	4.032	4.085	4.139	
Potencial COM + EXP- Penetração %	4,0%	3,7%	3,9%	4,1%	4,4%	
Potencial Inicial COM	880	871	865	857	848	
Objetivo Comercial COM	35	32	34	35	37	173
Crescimento comercial ao ano	26	26	26	26	25	
Potencial Final COM	871	865	857	848	836	
Viviendas C/agua encanada	152.269	154.292	156.321	158.377	160.460	
Mercado potencial disponível	150.485	152.420	154.333	156.374	158.443	
Baixas Doméstico	27	27	29	31	33	
Baixas Comercial	-	-	-	-	-	
Baixas Total	27	27	29	31	33	
Cientes ativos Doméstico	480	596	611	625	640	
Cientes ativos Comercial	35	32	34	35	37	
Cientes ativos D/C	515	628	645	660	677	
Base de clientes Doméstico	1.845	1.961	1.974	1.986	1.999	
Base de clientes Comercial	42	39	41	42	44	
Base Total	1.887	2.000	2.015	2.028	2.043	
Penetração Residencial %	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%	1,2%	
Penetração Comercial %	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	
Penetração D/C %	0,6%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	

Evolução do Mercado Potencial  
RTI 18-22



**Legenda**

Setores - Potencial Disponível Total

Potencial

- 1 - 45
- 46 - 100
- 101 - 170
- 171 - 250
- 251 - >1.000

## **Documento Referência 2**

### **Boston Consulting Group (BCG)**

#### **Avaliação técnica da taxa de remuneração do capital**



Avaliação técnica da taxa de remuneração  
do capital

*Quarta revisão tarifária CEG e CEG RIO*

**Relatório pericial – Versão Final**

Outubro de 2017

The Boston Consulting Group (Brasil) Ltda. - Rua Surubim, 373 – 3º andar - 04571-050 São Paulo, SP - Brasil  
Tel. +55 11 3046 3533 - Fax +55 11 3642 9638

**THE BOSTON CONSULTING GROUP**



## ÍNDICE

I. RESUMO EXECUTIVO .....	3
1.1. Contexto .....	3
1.2. Apresentação BCG .....	3
1.3. Metodologia .....	4
1.4. Resultados .....	6
II. INTRODUÇÃO .....	7
III. METODOLOGIA .....	10
IV. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DE CÁLCULO .....	13
IV.1. Taxa livre de risco .....	13
IV.1.a. Análise conceitual .....	13
IV.1.b. Resultados .....	15
IV.2. Prêmio de risco de Mercado .....	16
IV.2.a. Análise Conceitual .....	16
IV.2.b. Resultados .....	18
IV.3. Beta da indústria .....	19
IV.3.a. Análise conceitual .....	19
IV.3.a.i. Inclusão do Beta regulatório .....	23
IV.3.b. Resultados .....	24
IV.4. Risco País .....	24
IV.4.a. Análise Conceitual .....	24
IV.4.b. Resultados .....	28
IV.5. Inflação norte-americana .....	29
IV.5.a. Análise conceitual .....	29
IV.5.b. Resultados .....	30
V. RESULTADOS .....	31
VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS .....	32
VII. ANEXOS - BASES DE DADOS UTILIZADAS .....	35
VII.1. Taxa Livre de Risco .....	35
VII.2. Prêmio de Risco de Mercado .....	39
VII.3. Beta da Indústria .....	40
VII.4. Risco País .....	41
VII.5. Inflação Americana .....	47

## RESUMO EXECUTIVO

### I.1. CONTEXTO

Este documento foi elaborado pelo The Boston Consulting Group (BCG), a pedido da CEG e da CEG RIO, com o objetivo de definir os parâmetros e metodologia de cálculo da Taxa de Remuneração do Capital utilizados para 4ª Revisão Quinquenal do Contrato de Concessão que serão aplicados às concessões de distribuição de gás pertencentes à Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro (CEG) e à Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro (CEG RIO).

Foi solicitado ao BCG que se realizasse o cálculo da taxa de remuneração a ser proposta à Agência Reguladora encarregada da revisão (AGENERSA), atualizando parâmetros da fórmula de cálculo do contrato de acordo com os seguintes critérios:

- Correção metodológica;
- Visão de mercado para as variáveis da equação;
- Fidelidade à teoria econômica;
- Boas práticas levantadas em referências de agências reguladoras.

A partir disso, utilizando como referência o contrato de concessão, fez-se um estudo que tem como resultado a proposta da taxa de remuneração de capital para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas.

### I.2. APRESENTAÇÃO BCG

O BCG é uma firma de consultoria global, fundada em 1963, com ampla experiência no setor de Energia. Possuímos uma equipe de mais de 300 pessoas dedicadas ao setor (entre sócios, diretores e gerentes) suportados por uma extensa equipe de consultores, muitos com experiência na indústria anterior à entrada no BCG. Nos últimos 5 anos, foram realizados mais de 2.000 projetos globalmente dentro deste setor, nos quais o

BCG teve a oportunidade de apoiar as principais empresas de óleo, gás e eletricidade do mundo<sup>1</sup>.

Especificamente na indústria de distribuição de gás natural, apoiamos clientes de grande porte do setor em temas que vão desde a definição da estratégia, organização, operações e regulação. Nosso time de especialistas possui anos de experiência trabalhando no setor em regiões como a Europa, a América Latina e a América do Norte e liderando o desenvolvimento intelectual em Gás Natural e GNL, por meio da divulgação de diversas publicações e pesquisas internas.

### **I.3. METODOLOGIA**

Os resultados apresentados neste documento foram construídos com base na experiência do time da prática de energia do BCG e a partir de análises de documentos que podem ser classificados nas quatro categorias descritas a seguir<sup>2</sup>:

- Contrato firmado entre o Estado Rio de Janeiro (Poder Concedente) e a CEG / CEG RIO, em 1997;
- Revisões tarifárias quinquenais anteriores, previstas no próprio contrato referentes às mesmas concessões;
- Referências acadêmicas sobre a taxa de remuneração de capital;
- Parâmetros e metodologias adotados por demais reguladores comparáveis, nacionais e internacionais.

Tendo como referência esses documentos foram analisados cada um dos componentes do cálculo da taxa de remuneração de capital definido no contrato de concessão representado pela fórmula a seguir:

---

<sup>1</sup> Para mais informações, acessar [www.bcg.com](http://www.bcg.com)

<sup>2</sup> As referências e base de dados utilizadas para a elaboração do estudo estão detalhadas nas sessões de Referências Bibliográficas e Anexos, no final do documento

$$r_i = r_f + \beta \cdot (r_m) + r_p$$

No qual:

$r_i$  : taxa de retorno esperada para o ativo avaliado;

$r_f$  : taxa de retorno do ativo livre de risco;

$\beta$  : risco sistemático da indústria sob análise;

$r_m$ : prêmio de risco de mercado;

$r_p$  : prêmio de risco país.

Adicionalmente aos parâmetros acima listados são avaliados neste documento:

- Taxa de inflação americana<sup>3</sup>: necessária para o cálculo da taxa de remuneração real

---

<sup>3</sup> A taxa de inflação norte-americana é necessária pois as referências utilizadas para cálculo das variáveis da equação do CAPM são referentes à economia deste país. Desta forma, para se chegar à taxa real a ser aplicada, é necessário deflacioná-la pela taxa de inflação norte-americana.

#### 1.4. RESULTADOS

O estudo individual de cada uma das componentes indica a utilização de uma taxa de remuneração do capital real de 12,23% para os anos de 2018 a 2022. A decomposição dessa taxa é feita na tabela abaixo:

Recomendação de Taxa de Remuneração para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas	
Variável	Valor
Taxa Livre de Risco ( $R_f$ )	5,12%
Prêmio de Risco de Mercado ( $R_m$ )	6,94%
Beta ( $\beta$ )	0,74
Risco País ( $R_p$ )	4,04%
Inflação Americana ( $I_{EUA}$ )	1,82%
Taxa de remuneração do capital real $\left( \frac{1 + R_f + \beta \cdot (R_m) + R_p}{1 + I_{EUA}} \right) - 1$	12,23%

A taxa calculada neste relatório tem por objetivo definir a remuneração do ativo da concessão. No entanto, pela interpretação do texto do contrato não é possível determinar, sem margem de dúvida, se a fórmula descrita tem por objetivo calcular o retorno total do ativo, ou do acionista da companhia. Caso a interpretação seja que o retorno a ser calculado deva ser o do capital próprio da concessionária (ou seja, do acionista), neste caso se deve alavancar o Beta com base no nível de endividamento da CEG. Este ajuste resultaria em uma taxa de remuneração do capital calculada para o período de 2018 a 2022 de 14,04%.

## II. INTRODUÇÃO

A Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro (CEG) é a concessionária responsável pelos serviços de distribuição de gás canalizado na região metropolitana do Rio de Janeiro, conforme contrato firmado entre o Estado do Rio de Janeiro e a mesma com início em 21 de julho de 1997. Conforme a cláusula primeira do contrato de concessão, onde é descrito o objetivo do mesmo, "*a CONCESSIONÁRIA procurará sempre a satisfação de seus clientes, obedecendo aos princípios de eficiência, regularidade, continuidade, segurança, qualidade, generalidade, atualidade, cortesia com os consumidores e modicidade das tarifas*". Nesse contexto, com o objetivo de garantir a prestação do serviço com qualidade a preços razoáveis, o contrato prevê a revisão regular dos limites tarifários.

Segundo o §2º da Cláusula Sétima do contrato de concessão, "*os limites tarifários serão revistos a cada 5 (cinco) anos, com base no custo dos serviços, incluída a remuneração do capital, considerando-se, ainda a necessidade de estímulo ao aumento da eficiência operacional através da redução de custos, a evolução efetiva desses custos, e da produtividade da CONCESSIONÁRIA e do setor de gás*". Para a realização da revisão quinquenal, a CEG deverá apresentar à agência reguladora responsável, no caso a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA, no penúltimo semestre de cada quinquênio, sua proposta de revisão do valor das tarifas que deverão vigorar durante o quinquênio subsequente.

O cálculo para a revisão das tarifas deverá levar em conta a base de cálculo da remuneração dos ativos da CEG, que segundo §6º da cláusula sétima do contrato de concessão é composta por:

- a) *a parcela não depreciada dos ativos operacionais imobilizados registrados na contabilidade da CONCESSIONÁRIA, ao final do quarto ano de cada quinquênio;*
- b) *a parcela não amortizada dos intangíveis da CONCESSIONÁRIA, ao final do quarto ano de cada quinquênio; e*

- c) *total da depreciação dos ativos operacionais da CONCESSIONÁRIA que tenham sido imobilizados nos cinco exercícios anteriores ao da apresentação, pela CONCESSIONÁRIA, da proposta de revisão tarifária para vigorar no quinquênio seguinte, sendo que no caso da primeira revisão quinquenal será considerado o total da depreciação dos ativos operacionais da CONCESSIONÁRIA que tenham sido imobilizados nos quatro exercícios anteriores.*

Em relação à taxa de remuneração a ser aplicada sobre a base cálculo descrita acima, o §9º da Cláusula Sétima determina o seguinte: "A remuneração do capital será apurada através da aplicação de percentual sobre a base de cálculo a que se refere o §6º acima, levando em conta o risco inerente da atividade. Fica desde já ajustado que tal percentual será equivalente a:

- i. 12% (doze por cento), na primeira revisão quinquenal;
- ii. na segunda revisão quinquenal, o percentual será calculado a partir da seguinte fórmula:

$$r_f + [\beta \cdot (\text{prêmio de risco})] + r_b$$

onde:

$r_f$  : taxa real livre de risco, definida, para a segunda revisão quinquenal, como a taxa de juros real do título de dívida do tesouro norte-americano, com 10 anos de prazo, de maior liquidez;

$\beta$  : é o parâmetro que relaciona o risco sistemático (não diversificável) do setor de atuação da CONCESSIONÁRIA ao retorno do mercado como um todo, ficando esse parâmetro desde já fixado em 0,45 (quarenta e cinco centésimos) para a segunda revisão;

**Prêmio de Risco:** é a diferença entre o retorno esperado do mercado como um todo e a taxa livre de risco ( $r_f$ ), ficando esse prêmio desde já fixado em 6,7% (seis inteiros e sete décimos por cento) para a segunda revisão; e

$r_b$  : é o "risco Brasil", definido, para a segunda revisão quinquenal, como a diferença entre a remuneração do título da dívida pública externa brasileira de prazo superior a 10 (dez) anos, de maior liquidez, e a remuneração do título da

*dívida do tesouro norte-americano que mais se assemelhe em prazo, forma de pagamento de juros e amortizações;*

- iii. as revisões quinquenais subsequentes deverão seguir os mesmos conceitos definidos no inciso II acima.*

O ano de 2017 marca o último ano do quinquênio no qual a 3ª revisão irá vigorar. Sendo assim, no segundo semestre de 2017 a CEG deverá submeter à AGENERSA a sua proposta para a 4ª revisão tarifária, a vigorar no quinquênio 2018-2022. Nesse contexto o BCG foi contratado com o objetivo de suportar a CEG na elaboração da proposta de taxa de remuneração a ser aplicada no próximo quinquênio.

Este relatório está organizado em sete seções:

- I. Resumo Executivo
- II. Introdução
- III. Metodologia
- IV. Definição dos parâmetros de cálculo
- V. Resultados
- VI. Referências Bibliográficas
- VII. Anexos



### III. METODOLOGIA

A determinação de uma taxa de retorno adequada é fundamental em setores regulados. Se a taxa definida não estiver em linha com a remuneração esperada pela concessionária, pode haver um comprometimento na qualidade do serviço, um sobre preço para o consumidor ou um incentivo ao sobre investimento por parte da concessionária. Desta forma, a metodologia selecionada para o cálculo da remuneração se torna altamente relevante. Para o cálculo da taxa de retorno no contrato da CEG, de acordo com o §9º da cláusula sétima, foi adotada metodologia derivada do modelo de precificação de ativos, CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), (Fama e French, 1992).

Em termos gerais, o modelo CAPM estabelece uma relação linear entre o retorno de um ativo e o do mercado de referência. Ele parte do pressuposto que o custo de capital próprio de uma empresa é composto por uma taxa livre de risco adicionado a um prêmio por se investir em uma empresa dedicada a uma atividade específica. O conceito risco em finanças está relacionado à variabilidade dos retornos observados se comparado ao retorno inicialmente esperado.

Para o cálculo do prêmio de risco do ativo analisado deve-se levar em consideração dois fatores: o risco não diversificável e o índice de risco do setor de atuação da empresa. O primeiro, corresponde ao impacto que fatores fora do controle da empresa pode causar no seu retorno como, por exemplo, o nível de atividade econômica no país de atuação. O segundo, mede o grau de sensibilidade que uma determinada atividade possui se comparada com a carteira representativa de mercado. O índice de risco de atuação da empresa é representado pelo parâmetro  $\beta$  (Beta) e o seu valor vai determinar o nível de risco atribuído a um setor, ou um ativo específico, onde:

- Se  $\beta > 1$ , tem-se que o setor de atuação do ativo analisado tem uma maior variação nos seus retornos do que o observado em uma carteira representativa do mercado. Estes são os ativos mais arriscados, pois possuem variações maiores do que a média;
- Se  $\beta = 1$ , tem-se que o setor de atuação do ativo analisado tem uma variação similar à da carteira representativa do mercado; e

- Se  $\beta < 1$ , tem-se que o setor de atuação do ativo analisado tem uma menor variação nos seus retornos do que o observado em uma carteira representativa do mercado. Estes são os ativos menos arriscados, pois seus retornos são menos voláteis e, com isso, tendem a ser mais próximos dos retornos esperados ex ante.

O modelo CAPM pode ser definido de acordo com a fórmula abaixo:

$$r_i = r_f + \beta \cdot (r_m)$$

na qual:

$r_i$  : taxa de retorno esperada para o ativo avaliado;

$r_f$  : taxa de retorno do ativo livre de risco;

$\beta$  : risco sistemático da indústria sob análise;

$r_m$  : prêmio de risco de mercado

O modelo CAPM original foi concebido assumindo que as referências utilizadas para o cálculo do retorno esperado pelo ativo são as do seu mercado de atuação. No entanto, em alguns mercados, principalmente nas economias emergentes, como a brasileira, não há disponibilidade de referências consistentes, o que resulta na utilização de referência do mercado norte-americano. Este, é considerado o mais adequado tanto em termos de disponibilidade de dados quanto de comportamento esperado do mercado se comparado com a teoria financeira. Desta forma, para adequar o modelo CAPM, quando se utiliza referências internacionais na equação, se adiciona um componente adicional na fórmula de forma a considerar o risco adicional de se operar em outro mercado, se comparado à referência norte-americana. Este é conhecido como o componente de risco país. Dado que este é o caso no cálculo da taxa de retorno da CEG, a equação final que será utilizada é atualizada para a forma a seguir:

$$r_i = r_f + \beta \cdot (r_m) + r_p$$

Onde:

$r_p$ : prêmio de risco país.

O cálculo de cada um dos componentes da fórmula acima, assim como da inflação americana necessária para se calcular a taxa de retorno real, depende da seleção de abordagem para três dimensões principais:

- Janelas de tempo utilizada para seleção da série histórica;
- Fonte da série histórica;
- Metodologia de cálculo dos valores.

A definição desses parâmetros deve buscar a alternativa que melhor represente a estimativa para o período futuro a ser remunerado pela taxa.

Para escolha da abordagem mais adequada para cada uma dessas dimensões, foram consideradas fontes que podem ser classificadas nas quatro categorias descritas a seguir:

- Contrato firmado entre o Estado Rio de Janeiro (Poder Concedente) e a CEG / CEG RIO, em 1997;
- Revisões tarifárias quinquenais anteriores previstas no próprio contrato referentes às mesmas concessões;
- Referências acadêmicas sobre taxa de remuneração de capital;
- Notas técnicas divulgados por outros reguladores comparáveis, nacionais e internacionais, onde são descritos parâmetros e metodologias utilizadas.

Adicionalmente, foi feita uma análise comparativa para identificar a razoabilidade da proposta tendo em vista valores utilizados e recomendados por outras agências reguladoras comparáveis.

A abordagem selecionada para cada variável será apresentada na seção seguinte.

## IV. DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DE CÁLCULO

Nesta seção, para cada componente do cálculo de remuneração do capital, apresentaremos os parâmetros utilizados, assim como o racional para suas escolhas, as referências utilizadas e resultados obtidos:

### IV.1. TAXA LIVRE DE RISCO

#### IV.1.a. Análise conceitual

Conceitualmente, a taxa livre de risco representa a remuneração que os investidores exigem para abdicar da liquidez de seus recursos e manter em sua carteira um ativo que não apresente risco, ou seja, cujo retorno obtido é exatamente o esperado pelo investidor. Um investimento livre de risco não deverá apresentar nenhuma correlação com investimentos de risco, ou seja, independente do cenário, deve sempre entregar o retorno esperado no momento do investimento.

Para Damodaran (2008) a taxa livre de risco é importante, pois é componente fundamental tanto para a determinação do custo de capital de qualquer ativo de risco, quanto na determinação do custo da dívida, usada para calcular o custo médio ponderado de capital (WACC). Dado que ambos os custos mencionados são calculados a partir da taxa livre de risco somada a um retorno adicional, quanto maior ela for, maior deverá ser a taxa exigida pelo investidor para se expor ao risco.

Ainda segundo Damodaran (2008), existem duas condições básicas que um ativo deve atender para ser considerado livre de risco:

- **Não pode haver risco de *default*.** Esse componente é importante, pois elimina qualquer ativo emitido por empresas privadas, dado que todas elas oferecem risco de *default*, por menor que ele seja. Como consequência, tem-se que os

únicos ativos que se enquadram nessa categoria são os títulos públicos, pois governos podem, no limite, emitir moeda para pagar por uma dívida.

- **Não pode haver risco de reinvestimento.** Um título que paga *cupons* ao longo de sua duração, por exemplo, não pode ser considerado livre de risco, pois o investidor não consegue garantir que conseguirá reinvestir o rendimento nas mesmas taxas contratadas no momento de compra do título.

Como consequência, a recomendação é que a taxa livre de risco utilize como referência um título público sem risco de *default* e que não pague *cupom*. Normalmente, para os países que utilizam o Dólar americano como referência em termos de moeda internacional, os títulos do governo americano são utilizados como a referência para o cálculo da taxa livre de risco.

Em relação à duração do título a ser utilizado, Damodaran (2008) argumenta que este deve estar em linha com o período do fluxo de caixa a ser analisado. Para empresas maduras e de baixo crescimento, um prazo de 10 anos é considerado adequado, ao passo que para empresas de alto crescimento pode-se chegar a durações entre 20 e 25 anos. No entanto, dado que a diferença entre as taxas dos títulos americanos de 10 e 30 anos é pequena, Damodaran considera que a utilização do título de 10 anos é a melhor prática, pelo menos quando se utiliza mercados maduros como referência.

Em relação à discussão de se utilizar uma taxa livre de risco com base nos títulos nacionais ou uma referência externa, optou-se pela última pelos seguintes motivos:

- Os títulos públicos brasileiros não são considerados livres do risco de *default*;
- Não há um histórico considerado longo e consistente o suficiente para a utilizar a referência nacional como parâmetro para prever o futuro;
- Melhores práticas de mercado recomendam o uso das taxas de retorno de longo prazo dos títulos da dívida americana para países que adotam o Dólar americano como moeda de referência internacional, como é caso do Brasil.

Nesse contexto, e seguindo a referência utilizada nas últimas revisões tarifárias realizadas no contrato da CEG, optou-se pela utilização a taxa de juros do título de dívida do tesouro dos Estados Unidos de 10 anos.

Escolhido o título de referência a ser utilizado para o cálculo da taxa livre de risco, a discussão se volta para a janela da série histórica a ser utilizada como referência para o cálculo. Em referências levantadas ao longo do estudo, tanto de reguladores nacionais quanto internacionais, observa-se abordagens diferentes para a determinação da série histórica selecionada, que variam desde um histórico de 30 anos, até utilização de projeções para os próximos 5 anos.

Neste relatório, optou-se por uma janela de 30 anos, uma vez que o objetivo é capturar padrões de longo prazo, evitando potenciais distorções causadas por volatilidades de curto prazo. A recomendação da janela de 30 anos está em linha com a Nota Técnica da ANEEL nº 22/2015-SGT/ANEEL e da ARSESP na Nota Técnica Nº RTG/02/2014.

#### IV.1.b. Resultados

Como descrito na subseção acima, para cálculo da taxa livre de risco foi utilizada a média das taxas pagas pelo título de dívida do tesouro dos Estados Unidos de 10 anos durante uma janela de 30 anos (1987-2016). **O resultado foi uma taxa livre de risco de 5,12%.**



Fonte: FED – Governo Americano – Extraído do Bloomberg

## IV.2. PRÊMIO DE RISCO DE MERCADO

### IV.2.a. Análise Conceitual

O prêmio de risco de mercado representa o retorno adicional exigido por investidores para realizar investimentos em substituição à taxa livre de risco. Normalmente ele é calculado a partir da média da diferença entre os retornos do mercado e do ativo livre de risco, ao longo de um período determinado. Para o mercado americano, existem dados disponíveis para o cálculo desde o fim do século XIX, o que permite a utilização de janelas com mais de 100 anos.

A utilização do mercado americano como referência para o cálculo do prêmio de risco de mercado é considerada uma boa prática. Até em mercados maduros, com disponibilidade de dados locais para o cálculo do prêmio de risco, utiliza-se uma média ponderada entre o mercado local e o americano, pois considera-se os dados de mercado norte-americano consistentes. Esse é o caso da Alemanha, onde o regulador do setor de Telecom (Bundesnetzagentur) utiliza uma média entre o mercado alemão, o britânico e o americano para o cálculo do prêmio de mercado. Desta forma, se recomenda que o mercado norte-americano seja utilizado como referência para esse estudo.

Em relação à utilização do mercado brasileiro como referência para o retorno esperado do prêmio de mercado, deve-se considerar algumas ressalvas. A ANEEL, em sua nota técnica 22/2015-SGT/ANEEL, elenca argumentos importantes contra a utilização do mercado brasileiro como referência. São eles:

- (i) *a concentração dos índices representativos do mercado acionário brasileiro em poucas atividades;*
- (ii) *a grande dependência do mercado acionário brasileiro em relação ao capital estrangeiro, gerando excessiva volatilidade a alterações exógenas à economia brasileira;*
- (iii) *a existência de longos períodos dentro do histórico disponível em que o mercado de ações nacional apresentou desempenho inferior*

*às taxas de remuneração de títulos públicos emitidos pelo governo e;*

*(iv) a circularização de efeitos*

Em linha com a recomendação da ANEEL e também com a prática usual de mercado, adotamos o mercado americano como referência de cálculo do prêmio de risco. De forma a capturar a carteira que melhor representa o mercado como um todo, optamos pelo índice S&P500, que comumente é utilizado como referência para este cálculo.

Como já foi dito anteriormente neste estudo, a definição da janela de tempo a ser utilizada para a projeção das variáveis deve ser a que melhor reflita as expectativas para o período futuro a ser estimado. Neste contexto, para a definição da janela de tempo da série histórica é importante levar em consideração as características da variável em análise. Existem variáveis que refletem questões estruturais de uma economia, que não possuem alta volatilidade e tendem a variar de acordo com os ciclos econômicos, como por exemplo taxa livre de risco e inflação. Nesses casos, séries intermediárias (entre 10 e 30 anos), mas longas o suficiente para eliminar potencial volatilidade de janelas curtas, são recomendadas. Desta forma, não são incorporados ciclos econômicos passados com baixa probabilidade de se repetirem a não ser que algum evento disruptivos aconteça no mercado.



Fonte: FED – Governo Americano – Extraído do Bloomberg



O gráfico acima demonstra que a utilização de janelas muito longas acaba capturando ciclos econômicos que dificilmente se replicarão nos próximos anos.

No entanto, para variáveis com maior volatilidade cujos retornos apresentam um comportamento com componente aleatório mais forte, a utilização de janelas mais longa é mais recomendada. O argumento se baseia na premissa de que o prêmio de mercado não deveria mudar de forma drástica ao longo do tempo e, sendo assim, de forma a ficar o menos exposto possível a volatilidade de janelas curtas, o recomendado é adotar a janela de tempo mais longa possível.



Fonte: 2017 Stocks, Bonds, Bills, and Inflation (SBBBI) Yearbook

Como podemos observar no gráfico acima, a série de retorno de mercado parece apresentar um comportamento aleatório ao longo do tempo, sem tendência clara de longo prazo. Desta forma, recomendamos a utilização da maior janela de tempo disponível.

#### **IV.2.b. Resultados**

Como descrito na subseção acima, para cálculo do retorno de mercado esperado foi utilizado como fonte o mercado americano, representado pelo índice S&P500, avaliando-se a janela histórica a partir de 1926 até dezembro de 2016. A abordagem está em linha com metodologia utilizada pela AGENERSA na revisão passada na qual a fonte foi a mesma e a janela foi de 1926-2011. O valor calculado a partir desta

metodologia **resulta em um prêmio de mercado de 6,94%** conforme apresentado pela Duff & Phelps 2017 Valuation Handbook - U.S. Guide to Cost of Capital<sup>4</sup>.

### IV.3. BETA DA INDÚSTRIA

#### IV.3.a. Análise conceitual

O Beta ( $\beta$ ) é o indicador que quantifica o risco sistemático do ativo, ou seja, o risco que não é possível ser eliminado por meio da diversificação da carteira. Em outras palavras, o Beta mensura o retorno adicional requerido pelo mercado, além da taxa livre de risco, para investir em um determinado ativo, ou setor. Para se calcular o Beta de um ativo, usualmente se utiliza a variação do preço da sua ação em comparação com a de um mercado de referência, de acordo com a fórmula abaixo:

$$\beta_i = \frac{COV(i, m)}{VAR(m)}$$

Onde:

$\beta_i$  : Beta do ativo;

$COV(i, m)$ : covariância entre os retornos do ativo  $i$  e da carteira representativa do mercado  $m$ ;

$VAR(m)$ : variância dos retornos da carteira representativa do mercado  $m$

É possível, ainda, calcular o Beta de um setor, que mede o risco associado à atividade específica de uma indústria. Para tal, utiliza-se uma carteira de empresas de referência que se supõe representar da melhor forma possível esta indústria. Essa metodologia

---

<sup>4</sup> Na época da terceira revisão este relatório era divulgado pela Morningstar US Ibbotson Associates com o nome de Duff & Phelps Risk Premium Report. A partir de 2017, este relatório foi incorporado pelo Duff & Phelps 2017 Valuation Handbook - U.S. Guide to Cost of Capital. Foi mantida, desta forma, a fonte usada na revisão passada.

parte do pressuposto que empresas que atuem em atividades semelhantes possuam Betas semelhantes. Desta forma, o Beta do setor é o resultado da média dos Betas das empresas selecionadas como referência.

Com base no descrito acima, o primeiro passo para a determinação do Beta de um setor é definir as empresas que vão compor a lista de referência. Geralmente, seleciona-se uma lista de empresas cujas operações estão majoritariamente concentradas no setor em análise. A utilização de empresas diversificadas não é recomendada, pois pode distorcer a análise uma vez que incorpora no Beta riscos inerentes a setores que não estão relacionados ao setor alvo.

Dada a inviabilidade de se obter retornos de empresas de capital fechado, usualmente seleciona-se as que possuem ações listadas na bolsa de valores. Desta forma, através da variação dos preços das ações é possível determinar o retorno dos ativos e, assim, calcular o Beta da ação.

A aplicação da fórmula para as empresas de referência resulta no seu Beta alavancado, que leva em consideração a estrutura de capital da empresa selecionada. Isso acontece porque a estrutura de capital de uma empresa tem impacto direto no grau de volatilidade da sua ação em relação ao retorno de mercado, por refletir o seu nível de alavancagem. No entanto, quando busca-se determinar o Beta de um setor, deve-se eliminar o efeito do nível de alavancagem das empresas selecionadas como referência. Por isso, após a aplicação da fórmula de cálculo do Beta, é preciso converter o resultado para o Beta desalavancado, que é possível através da equação de Hamada (1972), detalhada abaixo:

$$\beta_l = \beta_u \cdot \left[ 1 + (1 - T) \cdot \left( \frac{D}{E} \right) \right]$$

Onde:

$\beta_l$  : Beta alavancado;

$\beta_u$  : Beta desalavancado;

T: alíquota de impostos no mercado de atuação da empresa;

D: % de dívida na estrutura de capital da empresa;

E: % de capital próprio na estrutura de capital da empresa.

Após a obtenção dos Betas alavancados das empresas de referência e sua posterior desalavancagem, é possível calcular a média dos Betas desalavancados para utilizá-los como o Beta do setor a ser aplicado no modelo CAPM.

Para a determinação do Beta do setor, utilizou-se uma amostra de empresas que atuam no setor de distribuição e transmissão de gás natural fornecida pela Orbis. A lista foi gerada com base em quatro critérios principais:

- Atuação no mercado americano;
- Empresa listada na bolsa de valores;
- Classificadas como empresas que atuam no segmento de distribuição de combustíveis gasosos através de tubos<sup>5</sup>;
- Indicação do critério acima como sua principal atividade.

O último critério eliminou empresas que atuam na distribuição e transmissão de gás, mas como atividade secundária, o que poderia distorcer o Beta calculado.

Com base na lista gerada pela Orbis, foi feito um segundo refinamento para verificar em detalhes o setor de atuação. Foram eliminadas empresas que atuavam exclusivamente com transmissão de gás e empresas que possuíam mais de uma ação na amostra (ex. para empresas com o *ticker* da *holding* e da empresa operacional, foi eliminado o *ticker* da *holding*). Empresas que não tinham histórico de variação de preços para o período analisado também foram eliminadas. O resultado foi uma amostra de 23 empresas, que representa uma amostra suficientemente grande para representar o setor, e em linha com amostras utilizadas por outros reguladores em revisões tarifárias<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> Categoria "Distribution of gaseous fuels through mains"

<sup>6</sup> O cálculo da proposta da 3ª revisão tarifária foi feito com base na lista de Damodaran, que possui 22 empresas

Abaixo estão listadas as empresas 23 selecionadas pelos critérios definidos acima

- Archrock Inc.
- Atmos Energy Corp.
- Broadwalk Pipeline Partners
- Cheniere Energy Inc.
- Chesapeake Utilities Corp.
- DCP Midstream LP
- Delta Natural Gas Co Inc.
- Energy Transfer Equity LP
- Kinder Morgan Inc.
- National Fuel Gas Co
- New Jersey Resource Corp
- Northwest Natural Gas Co
- Oneok Inc.
- RGC Resources Inc.
- Sempra Energy
- South Jersey Industries Inc
- Southwest Gas Holding, Inc.
- Spectra Energy Partners
- Spire Inc.
- The Williams Companies Inc.
- UGI Corp.
- Vectren Corp.
- WGL Holdings

Para manter a coerência com a metodologia utilizada para cálculo do prêmio de risco de mercado e por considerá-la a carteira que melhor representa o mercado como um todo, utilizou-se o índice S&P500 como referência de mercado para o cálculo do Beta.

Em relação a janela de tempo utilizada para o cálculo do Beta, é prática de mercado a utilização de 5 anos, como comentado pela ANEEL em sua nota técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL. A utilização de janelas maiores não é recomendada, pois tende a reduzir

a amostra de empresas disponíveis para referência, uma vez que muitas não possuem dados históricos muito longos de variação do preço das suas ações. A utilização de prazos menores, de 2 ou 3 anos, é verificada em algumas análises. No entanto, dado que o prazo de 5 anos não compromete o tamanho da amostra, o utilizamos por ser o maior período possível para se obter resultados consistentes, eliminando assim potencial volatilidade resultante de janelas muito curtas. Tal prática está em linha com abordagem adotada pela ANEEL, ADASA, ARESC, AER (Austrália) e CRE (México). Sendo assim, para o cálculo do Beta neste relatório foi utilizado o prazo de 5 anos.

#### IV.3.a.i. Inclusão do Beta regulatório

A discussão sobre o risco regulatório se dá pelo fato de que o modelo regulatório adotado no Brasil é diferente do utilizado pelo mercado norte-americano de onde se levantou as empresas para o cálculo do Beta. Enquanto o mercado americano adota o modelo *cost plus*, o brasileiro aplica o *price cap*. O primeiro, calcula a remuneração com base em um adicional em cima dos custos da concessionária. Já o segundo, prevê um reajuste das tarifas com base em um índice de inflação pré-determinado. Dado que os custos específicos da concessionária podem subir mais do que o índice de referência para ajuste das tarifas, existe um risco de que parte do aumento dos custos tenha que ser absorvido pela concessionária, impactando assim a sua rentabilidade (Grout e Zalewska, 2006).

Por esse motivo, diversos reguladores têm proposto a inclusão do risco regulatório no cálculo do Beta de empresas que atuam em economias com o modelo regulatório *price cap*. É o caso da ARSESP, em sua nota técnica N° RTG/02/2014, do regulador mexicano, CRE no Documento de Consulta DC/02/DGT/2012 e o regulador Argentino, a ENARGAS no documento “*Lineamientos para la determinacion del costo de capital de licenciatarias de distribucion y transporte de gas natural en argentina*”, divulgado em outubro de 2016.

A determinação do valor do adicional de risco regulatório é uma discussão crítica. Atualmente, não existem mecanismos financeiros que precificam esse diferencial, sendo necessária a utilização de referências tanto acadêmicas quanto de aplicações de

outras agências reguladoras. Em sua nota técnica, a ARSESP cita Alexander, Mayer e Weeds (1996), cujo estudo calculou o diferencial de Beta entre empresas dos Estados Unidos e do Reino Unido encontrando um diferencial de Beta de 0,37. O regulador de gás na Argentina (ENARGAS) aplica um diferencial de risco regulatório de 0,28 em seu documento mencionado acima. O regulador mexicano (CRE) utiliza um diferencial de 0,20, ao passo que na última revisão tarifária foi solicitado um adicional de 0,25.

Fica evidente, portanto, que o adicional de risco regulatório é reconhecido e aceito por diversas agências regulatórias, em linha com o entendimento do BCG da razoabilidade da sua aplicação. Desta forma, recomenda-se a sua aplicação na 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas. **Dada a inexistência de mecanismos de mercado para a sua precificação, adotou-se postura conservadora, recomendando a utilização do menor valor observado nas referências levantadas, que é de um adicional no Beta de 0,20.**

#### **IV.3.b. Resultados**

**A partir do cálculo do Beta desalavancado com base nos últimos 5 anos (2012-2016), utilizando a lista de empresas descrita neste capítulo e considerando o adicional de risco regulatório, chegou-se a um Beta de 0,74.**

O detalhamento dos dados usados e do cálculo encontra-se nos anexos deste documento.

#### **IV.4. RISCO PAÍS**

##### **IV.4.a. Análise Conceitual**

Como foi mencionado no capítulo de Metodologia, o modelo CAPM original assume que todas as variáveis analisadas têm origem em um único mercado de referência. No entanto, em economias emergentes ou onde não há disponibilidade de dados consistentes, nem sempre é possível utilizar as referências locais como parâmetro para estimação dos valores futuros. Dado que no contrato de concessão da CEG o mercado

norte-americano é utilizado como referência para estimativa de variáveis da taxa, é necessário adicionar o componente de risco país na equação do CAPM. Isso se dá devido ao fato de que, ao atuar no mercado brasileiro, a CEG está exposta a riscos diferentes das empresas do setor que atuam no mercado de referência.

Existem diversas metodologias utilizadas para calcular o diferencial de risco país de uma economia. Sendo a mais comumente utilizada o EMBI+BR (Emerging Markets Bond Index - Brasil).

O EMBI+ é um índice calculado pelo banco JP Morgan que mede o retorno diário de uma carteira de títulos de economias emergentes e o compara com o título do tesouro americano. O EMBI+ é medido em pontos base, sendo que cada 100 pontos representa um adicional de 1% no prêmio pago pela carteira de títulos do país se comparado à referência norte-americana. O EMBI+ é um dos principais indicadores para quantificação do risco país de economias emergentes e é amplamente utilizado para cálculo de taxas de desconto. Além do Brasil, o JP Morgan divulga índices para diversas outras economias emergentes, como Argentina, Chile, etc.

Para a realização deste estudo, além do EMBI+BR, foram consideradas metodologias alternativas diferentes que são detalhadas a seguir:

- **EMBI+BR:** índice calculado pelo banco JP Morgan que mede o retorno diário de uma carteira de títulos de economias emergentes e o compara com o título do tesouro americano. O EMBI+ (*Emerging Markets Bond Index*) é medido em pontos base, sendo que cada 100 pontos representa um adicional de 1% no prêmio pago pela carteira de títulos do país se comparado à referência norte-americana. O EMBI+ é um dos principais indicadores para quantificação do risco país de economias emergentes e é amplamente utilizado para cálculo de taxas de desconto. Além do Brasil, o JP Morgan divulga índices para diversas outras economias emergentes, como Argentina, Chile, etc.
- **CDS (*Credit Default Swaps*):** o CDS é um instrumento financeiro utilizado por investidores para se proteger do potencial não pagamento de um título emitido por uma instituição, incluindo governos. Funciona como um seguro contra o



não pagamento de uma dívida daquela instituição e, por isso, pode-se considerar que reflete a visão do mercado sobre o risco de se investir no ativo em questão. A utilização do CDS para cálculo do risco país pode ser feita através da comparação entre o CDS de títulos de mesma duração do país local e o de referência. Sendo assim, pode-se calcular o risco país brasileiro em comparação ao norte-americano ao tirar a diferença entre os prêmios que o mercado de CDS paga para cada um dos títulos.

- **Spread de taxas:** o *spread* de taxas é a diferença de rendimento que um título do mercado local paga se comparado a um título de características similares no mercado de referência. Conceitualmente, pode ser interpretado como quanto o mercado está “cobrando a mais” de um país de maior risco para investir nos seus títulos em detrimento do mercado de referência. O cálculo é feito através da comparação das taxas pagas por títulos de características similares, convertidos para uma mesma moeda (comumente se calcula a taxa do país local em dólares americanos e a compara com o título americano).
- **Ratings:** a utilização de *ratings* se baseia na nota de risco dada pelas agências de classificação de risco (Moody’s, Fitch, Standard & Poor’s, etc.) para a dívida do país. Para cada nota da escala de risco se atribui um retorno adicional esperado para o título de dívida pública, que por sua vez pode ser comparado com o retorno esperado pelo mercado de referência.

Este relatório utiliza o EMBI+BR para cálculo do adicional de risco país pelos seguintes motivos:

- É um índice criado para calcular especificamente o risco de se investir em países emergentes com alto nível de risco segundo as agências;
- É amplamente adotado no mercado financeiro e por agências reguladoras em cálculos de taxa de remuneração (ex. a própria AGENERSA, ANEEL, ARSESP, SEDECTES, ARESC, etc.)
- Foi a metodologia adotada na última Revisão.

Apesar da utilização do EMBI+BR ser amplamente verificada nas revisões tarifárias de agências reguladoras nacionais e internacionais, no caso brasileiro existe uma discussão importante em relação à medida de tendência central a ser utilizada para cálculo do valor. Enquanto a metodologia original do CAPM cita a utilização da média dos

retornos para cálculo das variáveis, no caso da utilização do EMBI+BR, esta acaba sendo distorcida por um período de alta volatilidade entre o ano 2002 e 2003, causado pelo evento conhecido como efeito-Lula. Como resultado do período, a utilização da média da série acaba sendo distorcida, apresentando um valor superior devido a existência de valores *outliers* na série:



Fonte: JP Morgan / Site IPEA Data

Com base no levantamento de metodologias adotadas em outras agências reguladoras, para eliminar o efeito de distorção decorrente da presença de *outliers* na série foram levantadas duas alternativas:

- **Utilização da mediana:** a ANEEL, em sua nota técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL, argumenta que para séries com alto grau de coeficiente de assimetria, ou seja, quando sua média é muito diferente da mediana, o uso da primeira pode ser comprometido dado que o resultado está distorcido por valores que dificilmente se repetirão no futuro. Como resultado, se utiliza a mediana como forma de garantir a consistência dos resultados obtidos e amenizar o efeito de valores muito altos na amostra. Essa metodologia, além de recomendada pela ANEEL, também é utilizada por reguladores como a ARSESP e a própria AGENERSA na última revisão tarifária.
- **Eliminação de pontos *outliers*:** para evitar o efeito distorcivo dos *outliers*, reguladores como, por exemplo, a ARESC e a ADASA optam por eliminar da

série períodos considerados de volatilidade muito acima do normal, mantendo a utilização da média como medida de tendência central. Outra alternativa verificada é a redução da série histórica utilizada para que o período impactado pelo efeito Lula, entre 2002 e 2003 não seja considerado na série. Nesse caso também é aplicada a média como medida central.

A análise cuidadosa das alternativas levou à recomendação de adoção da primeira, ou seja, a utilização da mediana da série histórica do EMBI+BR pelos seguintes motivos:

- É a metodologia utilizada por agências reguladoras relevantes no país, como a ANEEL, a ARSESP e a própria AGENERSA, que a utilizou na última revisão do contrato da CEG;
- A definição de períodos considerados como *outliers* para eliminação da série tem caráter subjetivo, não sendo trivial definir de forma objetiva quando o “efeito-Lula” começou e deixou de influenciar os valores da fórmula;
- Optou-se por não reduzir a janela de tempo da série para eliminar o período de alta volatilidade, pois desconsideraria boa parte do período de avaliação e execução do investimento da CEG na concessão, fator crítico a ser considerado no cálculo do risco país.

Para cálculo do valor utilizado, além da metodologia da mediana explicada acima, foi necessário definir o prazo a ser considerado na série histórica. Optou-se por utilizar a maior janela disponível para a série (de 1995 a 2016) por dois motivos principais:

- O período coincide com o ano de início da avaliação do investimento na concessão pela CEG, capturando o risco país ao qual esteve exposta a empresa ao longo da avaliação e execução do investimento.
- Dado o alto grau de volatilidade da série, um maior o número de observações tende a suavizar esse efeito;

#### **IV.4.b. Resultados**

Conforme apresentado nesta seção, para o cálculo do risco país foi adotada a mediana dos valores diários do EMBI+BR entre 1995 e 2016, **resultando em um risco país de 4,04%.**

## IV.5. INFLAÇÃO NORTE-AMERICANA

### IV.5.a. Análise conceitual

Na metodologia CAPM, as taxas calculadas são taxas nominais, uma vez que são baseadas em retornos obtidos no mercado financeiro que incorporam a inflação esperada da moeda na qual operam. No entanto, dado que a receita das concessionárias é anualmente ajustada pela inflação, é necessário que a taxa de remuneração seja calculada em termos reais. Sendo assim, para converter a taxa nominal em taxa real é necessário deflacionar a primeira com base na expectativa de inflação do mercado de referência, ou seja, o norte-americano.

Como mencionado na sessão 2 deste capítulo, sobre o prêmio de mercado, a inflação é uma taxa cuja volatilidade não é tão alta e verifica-se uma tendência decrescente de longo prazo.



Fonte: Governo americano – *Labor Bureau of Statistics*

Nestes casos, a utilização de janelas não tão longas (entre 5 e 15 anos) é o mais aplicado por agências reguladoras. Para evitar exposição à volatilidade de curto prazo e subjetividade da amostra, evitou-se adotar série curtas (5 anos) ou com base em

Avaliação da taxa de remuneração do capital para a 4ª revisão quinquenal tarifária da CEG e CEG-RIO

estimativas do futuro. Sendo assim, utilizou-se uma janela de 10 anos, em linha com metodologias semelhantes adotadas por reguladores como a ARSESP, a ARSAE e a BnetzA, agência regulatória de telecomunicação da Alemanha.

#### **IV.5.b. Resultados**

Utilizou-se a variação anual (dez/dez) do índice de preços ao consumidor (CPI) do Labour Bureau of Statistics do governo americano, no período de 10 anos (2007-2016), chegando-se em um valor de 1,82%.

## V. RESULTADOS

Dadas as argumentações postas e valores calculados, **chega-se à recomendação de uma taxa de retorno para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas do contrato de concessão da CEG de 12,23%**, segundo parâmetros da tabela abaixo:

Recomendação de Taxa de Remuneração para a 4ª Revisão Quinquenal de Tarifas		
Variável	Valor	Descrição
Taxa Livre de Risco ( $R_f$ )	5,12%	Taxa média dos últimos 30 anos para o título do tesouro americano de 10 anos (10y T-bond)
Prêmio de Risco de Mercado ( $R_m$ )	6,94%	Prêmio de risco de mercado médio no período de 1926-2016, com base no relatório da Duff & Phelps 2017 <i>Valuation Handbook - U.S. Guide to Cost of Capital</i> <sup>7</sup>
Beta ( $\beta$ )	0,74	Beta desalavancado com base na lista de empresas da Orbis refinada, somada ao adicional de risco regulatório de 0,20
Risco País ( $R_p$ )	4,04%	Utilização da mediana dos valores diários da série EMBI+BR, do JP Morgan na janela de 1995-2016
Inflação Americana ( $I_{USA}$ )	1,82%	Utilização da média da inflação de 12 meses (dez/dez) na janela de 10 anos (2007-2016) com base no índice divulgado pela <i>Labor Bureau of Statistics</i> do governo americano
<b>Taxa de Retorno</b> $\left( \frac{1 + R_f + \beta \cdot (R_m) + R_p}{1 + I_{USA}} \right) - 1$	<b>12,23%</b>	

<sup>7</sup> Na época da terceira revisão o relatório era divulgado pela Morningstar US Ibbotson Associates com o nome de Duff & Phelps Risk Premium Report. A partir de 2017, este relatório foi incorporado pelo Duff & Phelps 2017 Valuation Handbook - U.S. Guide to Cost of Capital. Foi mantida, desta forma, a fonte usada na revisão passada.

## VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

*Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Nota Técnica nº 22/2015-SGT/ANEEL - Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica*

*Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Nota Técnica nº 180/2014 - SRE/ANEEL*

*Agência de Regulação de Serviços Públicos de Santa Catarina (ARESC) - Nota Técnica 001/2016/ARESC – Definição da Metodologia para a 1ª Revisão Tarifária Periódica dos Prestadores de Água e Saneamento Básico do Estado de Santa Catarina.*

*Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal (ADASA) - Nota Técnica nº 009/2016-SEF-SJU/ADASA - 2ª revisão periódica das tarifas dos serviços públicos de abastecimento de água e esgotamento sanitário do Distrito Federal.*

*Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP): NOTA TÉCNICA Nº RTG/02/2014. Determinação Do Custo Médio Ponderado De Capital Para O Processo De Revisão Tarifária Das Concessionárias De Distribuição De Gás Canalizado Do Estado De São Paulo.*

*Agência Reguladora de Serviços de Abastecimento de Água e de Esgotamento Sanitário do Estado de Minas Gerais (ARSAE): Nota Técnica - CRFEF 47/2017 - Metodologia de Cálculo da Taxa de Remuneração Regulatória – Revisão Tarifária Periódica da Companhia de Saneamento de Minas Gerais - Copasa MG*

*Alexander, I., Mayer, C., and Weeds, H. (1996), "Regulatory structure and risk: an international comparison", World Bank.*

*Asgharian, H. and Hansson, B. (2010), "Book-to-market and size effects: compensations for risks or outcomes of market inefficiencies?", European Journal of Finance, 2010, vol. 16, issue 2, pages 119-136*

*Australian Energy Regulator (AER). (2013), "Rate of Return Guideline – Explanatory Statement".*

*Cambridge Economic Policy Associates Ltd – OFGEM (Reino Unido, 2010) - RPI-X@20: Providing Financeability In A Future Regulatory Framework.*

*Commerce Commission New Zealand (Nova Zelândia, 2011) - ISBN no. 978-1-869451-86-8 - Determination of the cost of capital for suppliers of gas distribution and gas transmission services under Part 4 of the Commerce Act 1986.*

*Comisión Nacional de Energía (CNE), (Chile, 2017) - Resolución Exenta N° 216 - Aprueba Informe Técnico Definitivo que fija la Tasa de Costo de Capital a que hace referencia el artículo 32 de la Ley de Servicios de Gas.*

*Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (Colômbia, 2015): Documento CREG-063 - Tasa De Descuento Para Distribución De Gas Combustible Por Redes De Tubería.*

*Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (Colômbia, 2008): Metodología Para La Remuneración De La Actividad De Transporte De Gas Natural: Costo De Capital (WACC) y Moneda Para Cargos Fijos y Variables.*

*Comisión Reguladora de Energía – CRE (México, 2012) - Documento de Consulta DC/02/DGT/2012 - Determinación del costo de Capital*

*Damodaran, A. (2008). What is the riskfree rate? A Search for the Basic Building Block. Stern School of Business, New York University.*

*Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), (Argentina, 2016) - Lineamientos Para La Determinación Del Costo De Capital De Licenciatarias De Distribución Y Transporte De Gas Natural En Argentina.*

*Fama, E. e K. French (1992). The Cross-Section of Expected Stock Returns. The Journal of Finance 47(2): 427-65.*

*Fan, X. and Liu, M. (2008), "Sorting, Firm Characteristics, and Time-varying Risk: An Econometric Analysis", Journal of Financial Econometrics, 2008, vol. 6, issue 1, pages 49-86.*

*Grout, P. A. and Zaleska, A. (2006), "The Impact of Regulation on Market Risk", Journal of Financial Economics, Vol. 80, issue 1: 149-184.*

*Hamada, R.S. (1972) "The Effect of the Firm's Capital Structure on the Systematic Risk of Common Stocks," The Journal of Finance, 27(2):435-452.*

*Secretaria De Estado De Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia E Ensino Superior (SEDECTES): Nota Técnica SEDECTES nº 01/2017 - Respostas às*



Avaliação da taxa de remuneração do capital para a 4ª revisão quinquenal tarifária da CEG e CEG-RIO

*Contribuições para Determinação da Taxa de Custo de Capital para o Processo de Revisão Tarifária da Concessionária Gasmig.*

*Stehle, R. (2016). "Setting the Telecom WACC: Procedures and Estimates of the German Network Regulator Bundesnetzagentur"*

## VII. ANEXOS - BASES DE DADOS UTILIZADAS

### VII.1. TAXA LIVRE DE RISCO

<b>Taxa livre de Risco – Taxas médias mensais 1987 – 2016</b>							
<b>Mês/Ano</b>	<b>Taxa</b>	<b>Mês/Ano</b>	<b>Taxa</b>	<b>Mês/Ano</b>	<b>Taxa</b>	<b>Mês/Ano</b>	<b>Taxa</b>
Dez/16	2,49%	Dez/14	2,21%	Dez/12	1,72%	Dez/10	3,29%
Nov/16	2,14%	Nov/14	2,33%	Nov/12	1,65%	Nov/10	2,76%
Out/16	1,76%	Out/14	2,30%	Out/12	1,75%	Out/10	2,54%
Set/16	1,63%	Set/14	2,53%	Set/12	1,72%	Set/10	2,65%
Ago/16	1,56%	Ago/14	2,42%	Ago/12	1,68%	Ago/10	2,70%
Jul/16	1,50%	Jul/14	2,54%	Jul/12	1,53%	Jul/10	3,01%
Jun/16	1,64%	Jun/14	2,60%	Jun/12	1,62%	Jun/10	3,20%
Mai/16	1,81%	Mai/14	2,56%	Mai/12	1,80%	Mai/10	3,42%
Abr/16	1,81%	Abr/14	2,71%	Abr/12	2,05%	Abr/10	3,85%
Mar/16	1,89%	Mar/14	2,72%	Mar/12	2,17%	Mar/10	3,73%
Fev/16	1,78%	Fev/14	2,71%	Fev/12	1,97%	Fev/10	3,69%
Jan/16	2,09%	Jan/14	2,86%	Jan/12	1,97%	Jan/10	3,73%
Dez/15	2,24%	Dez/13	2,90%	Dez/11	1,98%	Dez/09	3,59%
Nov/15	2,26%	Nov/13	2,72%	Nov/11	2,01%	Nov/09	3,40%
Out/15	2,07%	Out/13	2,62%	Out/11	2,15%	Out/09	3,39%
Set/15	2,17%	Set/13	2,81%	Set/11	1,98%	Set/09	3,40%
Ago/15	2,17%	Ago/13	2,74%	Ago/11	2,30%	Ago/09	3,59%
Jul/15	2,32%	Jul/13	2,58%	Jul/11	3,00%	Jul/09	3,56%
Jun/15	2,36%	Jun/13	2,30%	Jun/11	3,00%	Jun/09	3,72%
Mai/15	2,20%	Mai/13	1,93%	Mai/11	3,17%	Mai/09	3,29%
Abr/15	1,94%	Abr/13	1,76%	Abr/11	3,46%	Abr/09	2,93%
Mar/15	2,04%	Mar/13	1,96%	Mar/11	3,41%	Mar/09	2,82%
Fev/15	1,98%	Fev/13	1,98%	Fev/11	3,58%	Fev/09	2,87%
Jan/15	1,88%	Jan/13	1,91%	Jan/11	3,39%	Jan/09	2,52%

<b>Taxa livre de Risco – Taxas médias mensais 1987 – 2016</b>							
<b>Mês/Ano</b>	<b>Taxa</b>	<b>Mês/Ano</b>	<b>Taxa</b>	<b>Mês/Ano</b>	<b>Taxa</b>	<b>Mês/Ano</b>	<b>Taxa</b>
Dez/08	2,42%	Dez/06	4,56%	Dez/04	4,23%	Dez/02	4,03%
Nov/08	3,53%	Nov/06	4,60%	Nov/04	4,19%	Nov/02	4,05%
Out/08	3,81%	Out/06	4,73%	Out/04	4,10%	Out/02	3,94%
Set/08	3,69%	Set/06	4,72%	Set/04	4,13%	Set/02	3,87%
Ago/08	3,89%	Ago/06	4,88%	Ago/04	4,28%	Ago/02	4,26%
Jul/08	4,01%	Jul/06	5,09%	Jul/04	4,50%	Jul/02	4,65%
Jun/08	4,10%	Jun/06	5,11%	Jun/04	4,73%	Jun/02	4,93%
Mai/08	3,88%	Mai/06	5,11%	Mai/04	4,72%	Mai/02	5,16%
Abr/08	3,68%	Abr/06	4,99%	Abr/04	4,35%	Abr/02	5,21%
Mar/08	3,51%	Mar/06	4,72%	Mar/04	3,83%	Mar/02	5,28%
Fev/08	3,74%	Fev/06	4,57%	Fev/04	4,08%	Fev/02	4,91%
Jan/08	3,74%	Jan/06	4,42%	Jan/04	4,15%	Jan/02	5,04%
Dez/07	4,10%	Dez/05	4,47%	Dez/03	4,27%	Dez/01	5,09%
Nov/07	4,15%	Nov/05	4,54%	Nov/03	4,30%	Nov/01	4,65%
Out/07	4,53%	Out/05	4,46%	Out/03	4,29%	Out/01	4,57%
Set/07	4,52%	Set/05	4,20%	Set/03	4,27%	Set/01	4,73%
Ago/07	4,67%	Ago/05	4,26%	Ago/03	4,45%	Ago/01	4,97%
Jul/07	5,00%	Jul/05	4,18%	Jul/03	3,98%	Jul/01	5,24%
Jun/07	5,10%	Jun/05	4,00%	Jun/03	3,33%	Jun/01	5,28%
Mai/07	4,75%	Mai/05	4,14%	Mai/03	3,57%	Mai/01	5,39%
Abr/07	4,69%	Abr/05	4,34%	Abr/03	3,96%	Abr/01	5,14%
Mar/07	4,56%	Mar/05	4,50%	Mar/03	3,81%	Mar/01	4,89%
Fev/07	4,72%	Fev/05	4,17%	Fev/03	3,90%	Fev/01	5,10%
Jan/07	4,76%	Jan/05	4,22%	Jan/03	4,05%	Jan/01	5,16%

**Taxa livre de Risco – Taxas médias mensais 1987 – 2016**

Mês/Ano	Taxa	Mês/Ano	Taxa	Mês/Ano	Taxa	Mês/Ano	Taxa
Dez/00	5,24%	Dez/98	4,65%	Dez/96	6,30%	Dez/94	7,81%
Nov/00	5,72%	Nov/98	4,83%	Nov/96	6,20%	Nov/94	7,96%
Out/00	5,74%	Out/98	4,53%	Out/96	6,53%	Out/94	7,74%
Set/00	5,80%	Set/98	4,81%	Set/96	6,83%	Set/94	7,46%
Ago/00	5,83%	Ago/98	5,34%	Ago/96	6,64%	Ago/94	7,24%
Jul/00	6,05%	Jul/98	5,46%	Jul/96	6,87%	Jul/94	7,30%
Jun/00	6,10%	Jun/98	5,50%	Jun/96	6,91%	Jun/94	7,10%
Mai/00	6,44%	Mai/98	5,65%	Mai/96	6,74%	Mai/94	7,18%
Abr/00	5,99%	Abr/98	5,64%	Abr/96	6,51%	Abr/94	6,97%
Mar/00	6,26%	Mar/98	5,65%	Mar/96	6,27%	Mar/94	6,48%
Fev/00	6,52%	Fev/98	5,57%	Fev/96	5,81%	Fev/94	5,97%
Jan/00	6,66%	Jan/98	5,54%	Jan/96	5,65%	Jan/94	5,75%
Dez/99	6,28%	Dez/97	5,81%	Dez/95	5,71%	Dez/93	5,77%
Nov/99	6,03%	Nov/97	5,88%	Nov/95	5,93%	Nov/93	5,72%
Out/99	6,11%	Out/97	6,03%	Out/95	6,04%	Out/93	5,33%
Set/99	5,92%	Set/97	6,21%	Set/95	6,20%	Set/93	5,36%
Ago/99	5,94%	Ago/97	6,30%	Ago/95	6,49%	Ago/93	5,68%
Jul/99	5,79%	Jul/97	6,22%	Jul/95	6,28%	Jul/93	5,81%
Jun/99	5,90%	Jun/97	6,49%	Jun/95	6,17%	Jun/93	5,96%
Mai/99	5,54%	Mai/97	6,71%	Mai/95	6,63%	Mai/93	6,04%
Abr/99	5,18%	Abr/97	6,89%	Abr/95	7,06%	Abr/93	5,97%
Mar/99	5,23%	Mar/97	6,69%	Mar/95	7,20%	Mar/93	5,98%
Fev/99	5,00%	Fev/97	6,42%	Fev/95	7,47%	Fev/93	6,26%
Jan/99	4,72%	Jan/97	6,58%	Jan/95	7,78%	Jan/93	6,60%

<b>Taxa livre de Risco – Taxas médias mensais 1987 – 2016</b>							
Mês/Ano	Taxa	Mês/Ano	Taxa	Mês/Ano	Taxa		
Dez/92	6,77%	Dez/90	8,08%	Dez/88	9,11%		
Nov/92	6,87%	Nov/90	8,39%	Nov/88	8,96%		
Out/92	6,59%	Out/90	8,72%	Out/88	8,80%		
Set/92	6,42%	Set/90	8,89%	Set/88	8,98%		
Ago/92	6,59%	Ago/90	8,75%	Ago/88	9,26%		
Jul/92	6,84%	Jul/90	8,47%	Jul/88	9,06%		
Jun/92	7,26%	Jun/90	8,48%	Jun/88	8,92%		
Mai/92	7,39%	Mai/90	8,76%	Mai/88	9,09%		
Abr/92	7,48%	Abr/90	8,79%	Abr/88	8,72%		
Mar/92	7,54%	Mar/90	8,59%	Mar/88	8,37%		
Fev/92	7,34%	Fev/90	8,47%	Fev/88	8,21%		
Jan/92	7,03%	Jan/90	8,21%	Jan/88	8,67%		
Dez/91	7,09%	Dez/89	7,84%	Dez/87	8,99%		
Nov/91	7,42%	Nov/89	7,87%	Nov/87	8,86%		
Out/91	7,53%	Out/89	8,01%	Out/87	9,52%		
Set/91	7,65%	Set/89	8,19%	Set/87	9,42%		
Ago/91	7,90%	Ago/89	8,11%	Ago/87	8,76%		
Jul/91	8,27%	Jul/89	8,02%	Jul/87	8,45%		
Jun/91	8,28%	Jun/89	8,28%	Jun/87	8,40%		
Mai/91	8,07%	Mai/89	8,86%	Mai/87	8,61%		
Abr/91	8,04%	Abr/89	9,18%	Abr/87	8,02%		
Mar/91	8,11%	Mar/89	9,36%	Mar/87	7,25%		
Fev/91	7,85%	Fev/89	9,17%	Fev/87	7,25%		
Jan/91	8,09%	Jan/89	9,09%	Jan/87	7,08%		
						<b>Média</b>	<b>5,12%</b>

Fonte: FED – Governo Americano – Extraído do Bloomberg

**VII.2. PRÊMIO DE RISCO DE MERCADO**

**Valor de 6,94% utilizado diretamente do relatório Duff & Phelps 2017 Valuation Handbook - U.S. Guide to Cost of Capital.**

## VII.3. BETA DA INDÚSTRIA

Empresa	Ticker	Capital Próprio	Capital de Terceiros	Alíquota de Impostos	Beta Alavancado	Beta Desalavancado
Archrock Inc	AROC	35,9%	64,1%	16%	2,24	0,90
Atmos Energy Corp	ATO	72,6%	27,4%	36%	0,52	0,42
Loews Corp	BWP	55,8%	44,2%	1%	0,87	0,49
Cheniere Energy Inc	LNG	32,0%	68,0%	16%	1,85	0,66
Chesapeake Utilities Corp	CPK	77,3%	22,7%	39%	0,58	0,49
DCP Midstream LP	DCP	48,2%	51,8%	16%	1,25	0,66
Delta Natural Gas Co Inc	DGAS	81,2%	18,8%	37%	0,55	0,48
Energy Transfer Equity LP	ETE	30,4%	69,6%	16%	1,67	0,57
Kinder Morgan Inc	KMI	52,5%	45,6%	36%	1,06	0,77
National Fuel Gas Co	NFG	69,6%	30,4%	16%	0,88	0,64
New Jersey Resources Corp	NJR	71,8%	28,2%	15%	0,62	0,46
Northwest Natural Gas Co	NWN	70,4%	29,6%	41%	0,46	0,37
Oneok Inc	OKE	67,4%	32,6%	22%	1,35	0,98
RGC Resources Inc	RGCO	79,4%	20,6%	39%	0,14	0,12
Sempra Energy	SER	60,9%	39,0%	21%	0,58	0,39
South Jersey Industries Inc	SJI	66,3%	33,7%	31%	0,55	0,41
Southwest Gas Holdings Inc	SWX	67,0%	33,0%	34%	0,52	0,39
Enbridge Inc	SEP	62,6%	37,4%	1%	0,83	0,52
Spire Inc	SR	58,6%	41,4%	33%	0,47	0,32
The Williams Companies Inc	WMB	51,8%	48,2%	16%	1,69	0,95
Ugi Corp	UGI	66,1%	33,9%	31%	0,66	0,49
Vectren Corp	VVC	71,2%	28,8%	35%	0,57	0,45
Wgl Holdings Inc	WGL	67,6%	32,0%	37%	0,55	0,42
<b>Beta desalavancado calculado</b>						<b>0,537</b>

Fonte: Lista de Empresas: Orbis – Refinado após análise BCG  
Estrutura de Capital e Alíquota de Impostos: Bloomberg













Data	EmR +GR	Data	EmR -GR	Data	EmR +GR	Data	EmR -GR	Data	EmR +GR
21/03/2014	214	05/08/2014	204	22/07/14	211	03/09/2014	212	02/09/2014	210
28/03/2014	215	06/08/2014	205	23/07/14	212	04/09/2014	213	03/09/2014	211
04/04/2014	216	07/08/2014	206	24/07/14	213	05/09/2014	214	04/09/2014	212
11/04/2014	217	08/08/2014	207	25/07/14	214	06/09/2014	215	05/09/2014	213
18/04/2014	218	09/08/2014	208	26/07/14	215	07/09/2014	216	06/09/2014	214
25/04/2014	219	10/08/2014	209	27/07/14	216	08/09/2014	217	07/09/2014	215
02/05/2014	220	11/08/2014	210	28/07/14	217	09/09/2014	218	08/09/2014	216
09/05/2014	221	12/08/2014	211	29/07/14	218	10/09/2014	219	09/09/2014	217
16/05/2014	222	13/08/2014	212	30/07/14	219	11/09/2014	220	10/09/2014	218
23/05/2014	223	14/08/2014	213	31/07/14	220	12/09/2014	221	11/09/2014	219
30/05/2014	224	15/08/2014	214	01/08/15	221	13/09/2014	222	12/09/2014	220
06/06/2014	225	16/08/2014	215	02/08/15	222	14/09/2014	223	13/09/2014	221
13/06/2014	226	17/08/2014	216	03/08/15	223	15/09/2014	224	14/09/2014	222
20/06/2014	227	18/08/2014	217	04/08/15	224	16/09/2014	225	15/09/2014	223
27/06/2014	228	19/08/2014	218	05/08/15	225	17/09/2014	226	16/09/2014	224
04/07/2014	229	20/08/2014	219	06/08/15	226	18/09/2014	227	17/09/2014	225
11/07/2014	230	21/08/2014	220	07/08/15	227	19/09/2014	228	18/09/2014	226
18/07/2014	231	22/08/2014	221	08/08/15	228	20/09/2014	229	19/09/2014	227
25/07/2014	232	23/08/2014	222	09/08/15	229	21/09/2014	230	20/09/2014	228
01/08/2014	233	24/08/2014	223	10/08/15	230	22/09/2014	231	21/09/2014	229
08/08/2014	234	25/08/2014	224	11/08/15	231	23/09/2014	232	22/09/2014	230
15/08/2014	235	26/08/2014	225	12/08/15	232	24/09/2014	233	23/09/2014	231
22/08/2014	236	27/08/2014	226	13/08/15	233	25/09/2014	234	24/09/2014	232
29/08/2014	237	28/08/2014	227	14/08/15	234	26/09/2014	235	25/09/2014	233
05/09/2014	238	29/08/2014	228	15/08/15	235	27/09/2014	236	26/09/2014	234
12/09/2014	239	30/08/2014	229	16/08/15	236	28/09/2014	237	27/09/2014	235
19/09/2014	240	31/08/2014	230	17/08/15	237	29/09/2014	238	28/09/2014	236
26/09/2014	241	01/09/2015	231	18/08/15	238	30/09/2014	239	29/09/2014	237
03/10/2014	242	02/09/2015	232	19/08/15	239	01/10/2014	240	30/09/2014	238
10/10/2014	243	03/09/2015	233	20/08/15	240	02/10/2014	241	01/10/2014	239
17/10/2014	244	04/09/2015	234	21/08/15	241	03/10/2014	242	02/10/2014	240
24/10/2014	245	05/09/2015	235	22/08/15	242	04/10/2014	243	03/10/2014	241
31/10/2014	246	06/09/2015	236	23/08/15	243	05/10/2014	244	04/10/2014	242
07/11/2014	247	07/09/2015	237	24/08/15	244	06/10/2014	245	05/10/2014	243
14/11/2014	248	08/09/2015	238	25/08/15	245	07/10/2014	246	06/10/2014	244
21/11/2014	249	09/09/2015	239	26/08/15	246	08/10/2014	247	07/10/2014	245
28/11/2014	250	10/09/2015	240	27/08/15	247	09/10/2014	248	08/10/2014	246
05/12/2014	251	11/09/2015	241	28/08/15	248	10/10/2014	249	09/10/2014	247
12/12/2014	252	12/09/2015	242	29/08/15	249	11/10/2014	250	10/10/2014	248
19/12/2014	253	13/09/2015	243	30/08/15	250	12/10/2014	251	11/10/2014	249
26/12/2014	254	14/09/2015	244	31/08/15	251	13/10/2014	252	12/10/2014	250
02/01/2015	255	15/09/2015	245	01/09/16	252	14/10/2014	253	13/10/2014	251
09/01/2015	256	16/09/2015	246	02/09/16	253	15/10/2014	254	14/10/2014	252
16/01/2015	257	17/09/2015	247	03/09/16	254	16/10/2014	255	15/10/2014	253
23/01/2015	258	18/09/2015	248	04/09/16	255	17/10/2014	256	16/10/2014	254
30/01/2015	259	19/09/2015	249	05/09/16	256	18/10/2014	257	17/10/2014	255
06/02/2015	260	20/09/2015	250	06/09/16	257	19/10/2014	258	18/10/2014	256
13/02/2015	261	21/09/2015	251	07/09/16	258	20/10/2014	259	19/10/2014	257
20/02/2015	262	22/09/2015	252	08/09/16	259	21/10/2014	260	20/10/2014	258
27/02/2015	263	23/09/2015	253	09/09/16	260	22/10/2014	261	21/10/2014	259
06/03/2015	264	24/09/2015	254	10/09/16	261	23/10/2014	262	22/10/2014	260
13/03/2015	265	25/09/2015	255	11/09/16	262	24/10/2014	263	23/10/2014	261
20/03/2015	266	26/09/2015	256	12/09/16	263	25/10/2014	264	24/10/2014	262
27/03/2015	267	27/09/2015	257	13/09/16	264	26/10/2014	265	25/10/2014	263
03/04/2015	268	28/09/2015	258	14/09/16	265	27/10/2014	266	26/10/2014	264
10/04/2015	269	29/09/2015	259	15/09/16	266	28/10/2014	267	27/10/2014	265
17/04/2015	270	30/09/2015	260	16/09/16	267	29/10/2014	268	28/10/2014	266
24/04/2015	271	01/10/2015	261	17/09/16	268	30/10/2014	269	29/10/2014	267
01/05/2015	272	02/10/2015	262	18/09/16	269	31/10/2014	270	30/10/2014	268
08/05/2015	273	03/10/2015	263	19/09/16	270	01/11/2014	271	31/10/2014	269
15/05/2015	274	04/10/2015	264	20/09/16	271	02/11/2014	272	01/11/2014	270
22/05/2015	275	05/10/2015	265	21/09/16	272	03/11/2014	273	02/11/2014	271
29/05/2015	276	06/10/2015	266	22/09/16	273	04/11/2014	274	03/11/2014	272
05/06/2015	277	07/10/2015	267	23/09/16	274	05/11/2014	275	04/11/2014	273
12/06/2015	278	08/10/2015	268	24/09/16	275	06/11/2014	276	05/11/2014	274
19/06/2015	279	09/10/2015	269	25/09/16	276	07/11/2014	277	06/11/2014	275
26/06/2015	280	10/10/2015	270	26/09/16	277	08/11/2014	278	07/11/2014	276
03/07/2015	281	11/10/2015	271	27/09/16	278	09/11/2014	279	08/11/2014	277
10/07/2015	282	12/10/2015	272	28/09/16	279	10/11/2014	280	09/11/2014	278
17/07/2015	283	13/10/2015	273	29/09/16	280	11/11/2014	281	10/11/2014	279
24/07/2015	284	14/10/2015	274	30/09/16	281	12/11/2014	282	11/11/2014	280
31/07/2015	285	15/10/2015	275	01/10/17	282	13/11/2014	283	12/11/2014	281
07/08/2015	286	16/10/2015	276	02/10/17	283	14/11/2014	284	13/11/2014	282
14/08/2015	287	17/10/2015	277	03/10/17	284	15/11/2014	285	14/11/2014	283
21/08/2015	288	18/10/2015	278	04/10/17	285	16/11/2014	286	15/11/2014	284
28/08/2015	289	19/10/2015	279	05/10/17	286	17/11/2014	287	16/11/2014	285
04/09/2015	290	20/10/2015	280	06/10/17	287	18/11/2014	288	17/11/2014	286
11/09/2015	291	21/10/2015	281	07/10/17	288	19/11/2014	289	18/11/2014	287
18/09/2015	292	22/10/2015	282	08/10/17	289	20/11/2014	290	19/11/2014	288
25/09/2015	293	23/10/2015	283	09/10/17	290	21/11/2014	291	20/11/2014	289
02/10/2015	294	24/10/2015	284	10/10/17	291	22/11/2014	292	21/11/2014	290
09/10/2015	295	25/10/2015	285	11/10/17	292	23/11/2014	293	22/11/2014	291
16/10/2015	296	26/10/2015	286	12/10/17	293	24/11/2014	294	23/11/2014	292
23/10/2015	297	27/10/2015	287	13/10/17	294	25/11/2014	295	24/11/2014	293
30/10/2015	298	28/10/2015	288	14/10/17	295	26/11/2014	296	25/11/2014	294
06/11/2015	299	29/10/2015	289	15/10/17	296	27/11/2014	297	26/11/2014	295
13/11/2015	300	30/10/2015	290	16/10/17	297	28/11/2014	298	27/11/2014	296
20/11/2015	301	31/10/2015	291	17/10/17	298	29/11/2014	299	28/11/2014	297
27/11/2015	302	01/11/2016	292	18/10/17	299	30/11/2014	300	29/11/2014	298
04/12/2015	303	02/11/2016	293	19/10/17	300	01/12/2014	301	30/11/2014	299
11/12/2015	304	03/11/2016	294	20/10/17	301	02/12/2014	302	01/12/2014	300
18/12/2015	305	04/11/2016	295	21/10/17	302	03/12/2014	303	02/12/2014	301
25/12/2015	306	05/11/2016	296	22/10/17	303	04/12/2014	304	03/12/2014	302
01/01/2016	307	06/11/2016	297	23/10/17	304	05/12/2014	305	04/12/2014	303
08/01/2016	308	07/11/2016	298	24/10/17	305	06/12/2014	306	05/12/2014	304
15/01/2016	309	08/11/2016	299	25/10/17	306	07/12/2014	307	06/12/2014	305
22/01/2016	310	09/11/2016	300	26/10/17	307	08/12/2014	308	07/12/2014	306
29/01/2016	311	10/11/2016	301	27/10/17	308	09/12/2014	309	08/12/2014	307
05/02/2016	312	11/11/2016	302	28/10/17	309	10/12/2014	310	09/12/2014	308
12/02/2016	313	12/11/2016	303	29/10/17	310	11/12/2014	311	10/12/2014	309
19/02/2016	314	13/11/2016	304	30/10/17	311	12/12/2014	312	11/12/2014	310
26/02/2016	315	14/11/2016	305	31/10/17	312	13/12/2014	313	12/12/2014	311
05/03/2016	316	15/11/2016	306	01/11/18	313	14/12/2014	314	13/12/2014	312
12/03/2016	317								

## VII.5. INFLAÇÃO AMERICANA

<b>Inflação Americana 12 meses (dez/dez) 2007 – 2016</b>	
<b>Ano</b>	<b>Taxa</b>
2007	4,08%
2008	0,09%
2009	2,72%
2010	1,50%
2011	2,96%
2012	1,74%
2013	1,50%
2014	0,76%
2015	0,73%
2016	2,07%
<b>Média</b>	<b>1,82%</b>

Fonte: US Labor Bureau of Statistics

**Documento Referência 3**  
**Consultoria Quantum**  
**Projeção de Consumo Unitário**

Preparado para:



**QUANTUM**

Especialistas em Regulação de Serviços Públicos

gasNatural   
fenosa

# CONSUMO UNITÁRIO

4ª REVISÃO QUINQUENAL DE TARIFAS

**Outubro**  
2017

Versão 1.6





## Índice

<b>1. Resumo Executivo .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Introdução .....</b>	<b>5</b>
<b>3. Dados empregados.....</b>	<b>5</b>
3.1. Análise dos dados.....	6
3.2. Análise por antiguidade dos clientes .....	13
3.3. Análise por Bairros .....	17
3.4. Relação Consumo Unitário – Temperatura.....	28
3.5. Estimacões Econométricas do Consumo Unitário .....	30
3.6. Projeções do Consumo Unitário.....	44
<b>4. Fatores á considerar na projeção do consumo unitário de gás canalizado.....</b>	<b>57</b>
4.1. Expectativas sobre o uso de aquecedores de água .....	57
4.2. Expectativas do uso de gás para cozinhar.....	57
4.3. Melhora na eficiência dos equipamentos.....	58
<b>5. Conclusões .....</b>	<b>59</b>



## Lista de tabelas

Tabela 1: Consumo unitário histórico CEG de clientes residenciais .....	7
Tabela 2: Consumo unitário histórico CEG de clientes comerciais.....	8
Tabela 3: Consumo unitário histórico CEG Rio de clientes residenciais .....	10
Tabela 4: Consumo unitário histórico CEG Rio de clientes comerciais.....	12
Tabela 5: Consumo unitário histórico CEG residenciais por antiguidade de clientes.....	14
Tabela 6: Consumo unitário histórico CEG comerciais por antiguidade de clientes .....	15
Tabela 7: Consumo unitário histórico CEG Rio residenciais por antiguidade de clientes.....	16
Tabela 8 : Consumo unitário histórico CEG Rio comerciais por antiguidade de clientes .....	17
Tabela 9: Consumo unitário, total, quantidade de clientes e porcentagem de consumo residencial por bairros.....	18
Tabela 10: Consumo unitário, total, quantidade de clientes e porcentagem de consumo comercial por bairros.....	22
Tabela 11: Consumo unitário, total, quantidade de clientes e porcentagem de consumo residencial por bairros CEG Rio.....	25
Tabela 12: Consumo unitário, total, quantidade de clientes e porcentagem de consumo comercial por bairros CEG Rio.....	27
Tabela 13: Projeções de consumo unitário residencial CEG. Total de clientes .....	45
Tabela 14: Projeções de consumo unitário residencial CEG. Clientes Individuais.....	46
Tabela 15: Projeções de consumo unitário residencial CEG. Clientes Coletivos.....	47
Tabela 16: Projeções de consumo unitário comercial CEG. Total de clientes .....	48
Tabela 17 : Projeções de consumo unitário comercial CEG. Clientes Individuais.....	49
Tabela 18: Projeções de consumo unitário comercial CEG. Clientes Coletivos.....	50
Tabela 19: Projeções de consumo unitário residencial CEG Rio. Total de clientes .....	51
Tabela 20: Projeções de consumo unitário residencial CEG Rio. Clientes Individuais.....	52
Tabela 21: Projeções de consumo unitário residencial CEG Rio. Clientes Coletivos.....	53
Tabela 22: Projeções de consumo unitário comercial CEG Rio. Total de clientes .....	54
Tabela 23: Projeções de consumo unitário comercial CEG Rio. Clientes Individuais.....	55
Tabela 24: Projeções de consumo unitário comercial CEG Rio. Clientes Coletivos.....	56



## 1. Resumo Executivo

Foi realizada uma análise retrospectiva da demanda de gás natural canalizado das distribuidoras CEG e Ceg Rio para empregar na projeção da demanda do quinto ciclo tarifário.

A informação foi cedida pelas empresas contratantes e corresponde ao período de janeiro de 2008 até novembro de 2016.

O estudo abrangeu três abordagens:

- Análise do consumo unitário dos clientes classificados segundo sua antiguidade na conexão à rede. Consideraram-se dois grupos: clientes antigos, aqueles conectados até dezembro de 2012 e os clientes novos, aqueles incorporados desde janeiro de 2013.
- Análise da evolução dos consumos unitários por bairros no Estado do Rio de Janeiro.
- Estimativa econométrica do consumo unitário mensal do total de clientes para obter uma tendência a ser aplicada no consumo projetado para o próximo ciclo.

O consumo residencial e comercial das distribuidoras CEG e CEG Rio apresenta uma tendência decrescente nos últimos anos, independentemente das variações tarifárias.

Há uma tendência generalizada de que os clientes novos tenham um menor consumo unitário do que os antigos. Porém, os clientes antigos também estão tendo uma queda em seus consumos unitários.

Na Ceg, o consumo dos clientes totais residenciais e comerciais se assemelha ao consumo dos clientes antigos, porque eles são a porcentagem predominante do consumo total da empresa.

Na Ceg Rio, a porcentagem dos clientes novos é elevada e é por isso que nos últimos anos o consumo total se assemelha mais ao consumo dos novos clientes, principalmente para o caso dos comerciais.

Foram analisados os principais bairros da CEG, para conhecer a evolução de seus consumos unitários. Da análise do mercado residencial resultou que o município do Rio de Janeiro representa aproximadamente o 91% do consumo total da CEG. Além disso, somente em 11 bairros (Copacabana, Tijuca, Barra de Tijuca, Recreio dos Bandeirantes, Botafogo, Leblon, Flamengo, Ipanema, Vila Isabel, Laranjeiras e Jacarepaguá) está representado mais de 50% da demanda. Por tanto somente 30 bairros representam 75% do consumo total da distribuidora. É notória a tendência generalizada do consumo unitário à baixa no período avaliado para a maioria dos 30 bairros considerados.

O estudo do mercado comercial da CEG obteve como resultado que no município do Rio de Janeiro está representado 77% do consumo total. Em 10 bairros está contida mais de 40% da demanda, e quase 50% somente em 20 bairros. Pode-se observar que sete bairros, os quais representam 35% da demanda da CEG, apresentaram consumos unitários decrescentes durante o período conceituado.

Finalmente em relação com a análise econométrica, foi estimado o consumo unitário mensal dos clientes residenciais e comerciais empregando um modelo semi-logarítmico. O modelo explica a variabilidade do consumo unitário mensal com a temperatura média de cada mês para cada ano e com uma tendência anual, sem considerar o efeito do preço.

No setor residencial as estimativas apontam uma queda autônoma (com independência da temperatura) de 2,8% e 5,8% para CEG e Ceg Rio respectivamente. Para os usuários comerciais as respectivas tendências são de 0,9% e 5,2%. As estimativas das tendências são fortemente significativas.

As principais causas que explicam este fenômeno estão vinculadas com maior tempo das pessoas fora do lar e a substituição do tempo que era destinado à cozinhar, por compras de comida



preparada e consumo em bares e restaurantes. O avanço tecnológico de novos aquecedores mais eficientes, substituindo aquecedores antigos e boilers nos bairros que possuem gás natural há muitos anos, também contribuem para a queda do consumo unitário.

Para projetar a demanda do próximo ciclo tarifário o consumo médio deve incorporar a tendência à baixa estimada nos modelos econométricos.

## 2. Introdução

Foi realizada uma análise retrospectiva da demanda de gás natural canalizado das distribuidoras CEG e Ceg Rio para empregar na projeção da demanda do quinto ciclo tarifário.

A informação foi fornecida pelas empresas contratantes e corresponde ao período de janeiro de 2008 a novembro de 2016.

O estudo abarcou três abordagens:

- Análise do consumo unitário dos clientes classificados segundo sua antiguidade na conexão à rede. Consideraram-se dois grupos: clientes antigos, aqueles conectados até dezembro de 2012 e os clientes novos, aqueles incorporados desde janeiro de 2013.
- Análise da evolução dos consumos unitários por bairros do Estado de Rio de Janeiro.
- Estimativa econométrica do consumo unitário mensal do total dos clientes para obter uma tendência a aplicar no consumo projetado para o próximo ciclo.

O relatório está estruturado da seguinte maneira:

- Apresentação das principais características da informação fornecida pelas empresas distinguindo entre Ceg e Ceg Rio.
- Para cada distribuidora, uma seção correspondente a cada uma das diferentes abordagens antes mencionadas.

## 3. Dados empregados

Este relatório apresenta a análise dos consumos unitários para as empresas CEG e CEG Rio, para o período compreendido entre janeiro de 2008 e novembro de 2016. A informação das empresas foi desagregada nos setores residencial e comercial e foi também realizada uma análise nas faixas de consumo incluídas em cada uma delas.

Calculou-se uma tarifa média mensal nominal de gás canalizado por faixas de consumo apurada considerando o faturamento e o consumo mensal por faixa de consumo, além disso, foi utilizada uma ponderação de volume por área geográfica. Todos os dados foram fornecidos pela empresa.

Os valores correspondentes à temperatura foram obtidos do site da "National Climatic Data Center" e correspondem à região de Jacarepaguá do Rio de Janeiro.

Os valores monetários foram levados a valores reais ao mês de novembro de 2016 pelo IGPM (Índice Geral de Preços do Mercado), divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.

Com a informação disponível e mediante o uso de métodos gráficos e econométricos, buscou-se avaliar o comportamento do consumo unitário ao longo do tempo, determinar quais são os fatores mais influentes em seu comportamento e estimar um valor representativo do mesmo para os diferentes mercados.



### 3.1. Análise dos dados

#### 3.1.1. CEG - Residenciais

O consumo unitário residencial vem apresentando uma tendência à queda no período considerado.

Observa-se um claro comportamento de sazonalidade dos consumidores, refletido em séries que apresentam pontas de consumo nos meses fortes de inverno (julho) e quedas nos meses quentes de verão (dezembro, janeiro e fevereiro).

A seguir, apresenta-se a evolução do consumo unitário de forma mensal e anual. A linha azul indica o consumo unitário mensal. A linha vermelha apresenta a evolução da tarifa de gás.

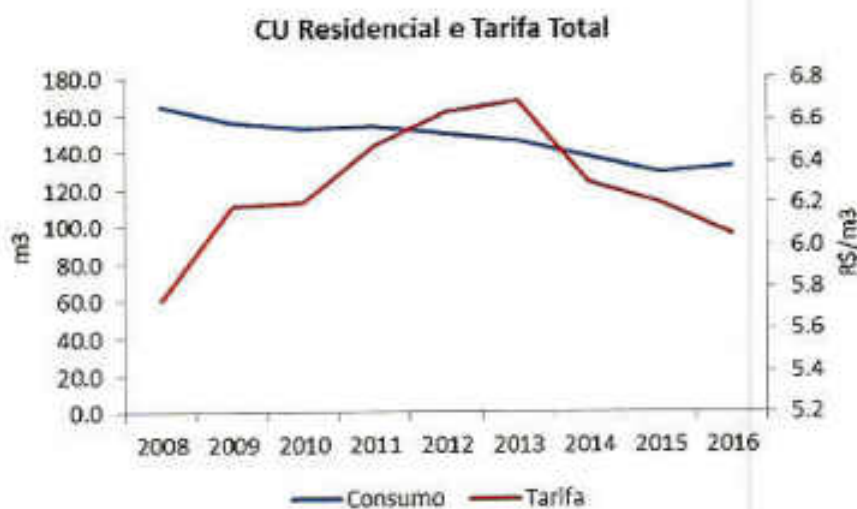
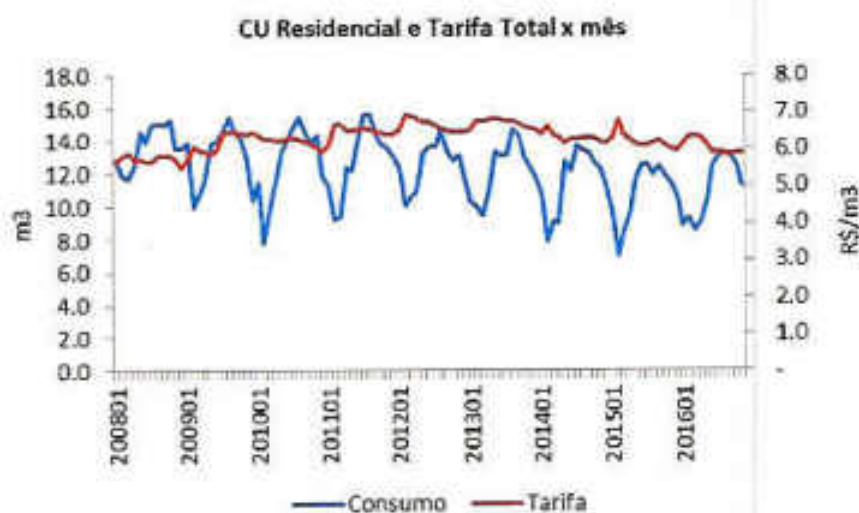


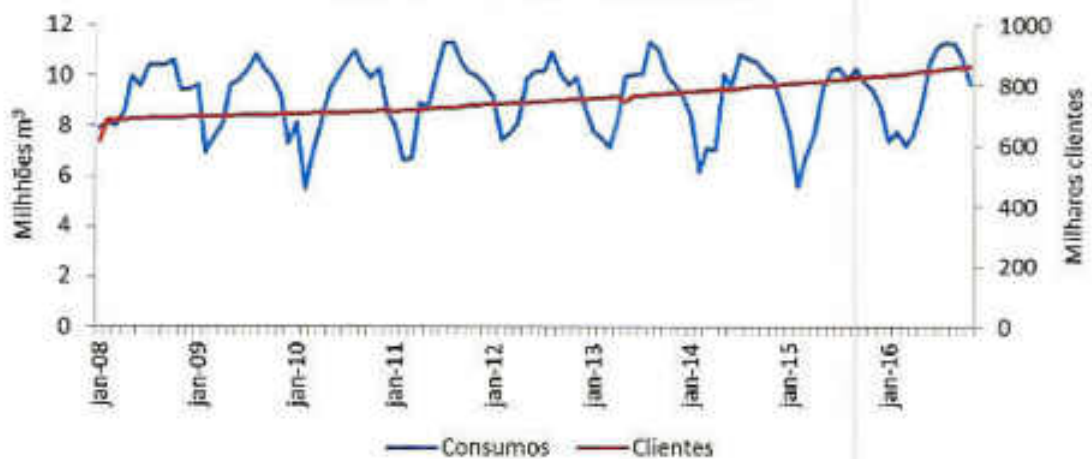


Tabela 1: Consumo unitário histórico CEG de clientes residenciais

Ano	Consumo Unitário [m <sup>3</sup> ]
2008	164,82
2009	156,22
2010	152,79
2011	154,36
2012	149,89
2013	146,53
2014	138,08
2015	129,15
2016	132,83

A queda no consumo unitário possivelmente esteja relacionada à variação de um de seus dois componentes: aumento nos clientes totais, ou queda no consumo total.

#### Clientes e Consumos Totais por Mês



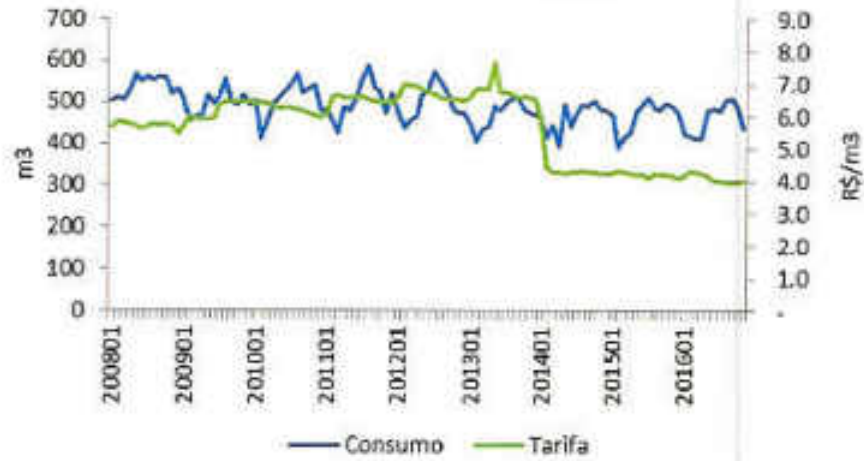
No gráfico anterior pode ser observado que embora tenha aumentado a quantidade de clientes, o consumo total não aumentou de forma proporcional. Por conseguinte o consumo unitário médio apresenta uma queda.

#### 3.1.2. CEG - Comerciais

O consumo unitário comercial apresentou uma tendência decrescente. Apesar da reestruturação e da clara queda na tarifa, o consumo unitário não sofreu grandes modificações.



CU Comercial e Tarifa Total



CU Comercial e Tarifa Total

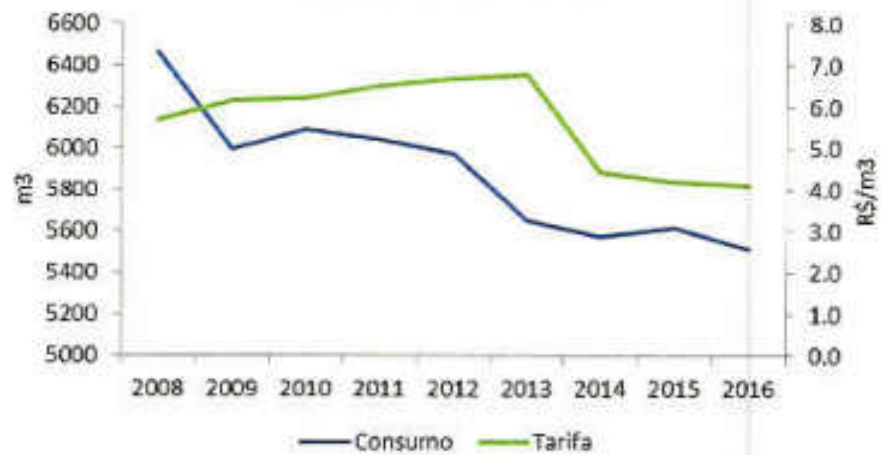


Tabela 2: Consumo unitário histórico CEG de clientes comerciais

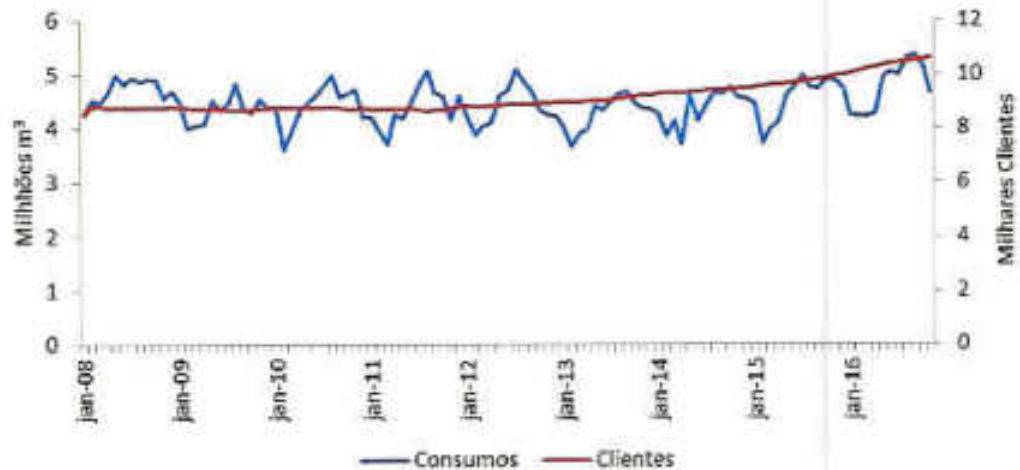
Ano	Consumo Unitário [m³]
2008	6463,42
2009	5997,29
2010	6089,73
2011	6044,62
2012	5973,18
2013	5652,20
2014	5574,27
2015	5614,74
2016	5513,31



Analisando as variações, é possível observar que o consumo total apresenta uma tendência levemente decrescente até o ano de 2015 e depois tem uma recuperação a partir deste momento. Por outro lado, os clientes crescem de forma constante em todo o período analisado.

A seguir, o gráfico demonstra as variações acima descritas:

**Clientes e Consumos Totais por Mês**



Nestes tipos de clientes é aplicado o mesmo que foi indicado acima para os residenciais. No gráfico pode ser observado que embora tenha aumentado a quantidade de clientes, o consumo total não aumentou de forma proporcional. Consequentemente o consumo unitário médio apresenta uma queda.

### 3.1.3. CEG Rio - Residenciais

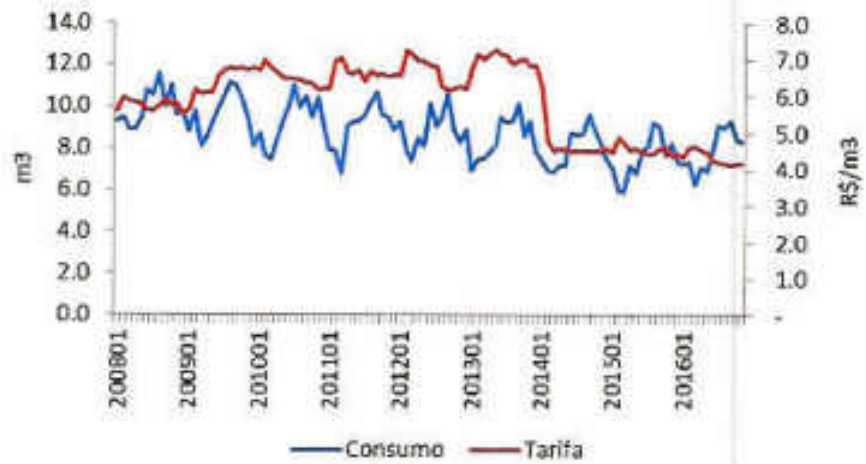
O consumo unitário residencial apresentou uma queda anual em forma contínua desde o ano 2008, até meados de 2015.

Como é possível observar nos seguintes gráficos, existe entre os meses de janeiro e fevereiro de 2014 (no gráfico mensal) e entre 2014 e 2015 (no gráfico anual) uma marcada queda na tarifa real do gás natural. É importante destacar que contrariamente ao esperado a queda na tarifa não foi acompanhada de um aumento no consumo unitário.





CU Residencial e Tarifa Total



CU Residencial e Tarifa Total

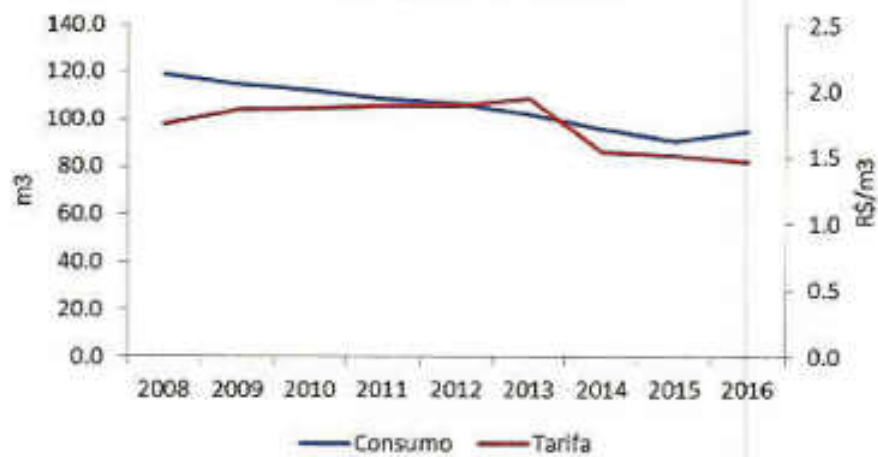


Tabela 3: consumo unitário histórico CEG Rio de clientes residenciais

Ano	Consumo Unitário [m <sup>3</sup> ]
2008	119,32
2009	115,05
2010	112,31
2011	108,67
2012	106,54
2013	101,99
2014	96,16
2015	90,61
2016	95,08



O comportamento do consumo unitário está estreitamente ligado à evolução dos clientes e ao consumo total. Como é possível observar no seguinte gráfico, tanto os clientes como os consumos aumentaram com maior intensidade nos últimos anos do período.

No entanto, percebe-se que o número de clientes teve um aumento maior do que a quantidade de gás vendida. Isto resultou numa queda do consumo unitário segundo o que foi apresentado na tabela 3. Somente nos últimos meses, o crescimento do consumo supera ao de clientes e é por isso que a tendência decrescente do consumo unitário tem uma ligeira reversão.



Para a CEG Rio acontece o mesmo que foi indicado para a CEG em relação ao consumo unitário médio, que apresenta uma queda.

#### 3.1.4. CEG Rio - Comerciais

O consumo unitário médio anual dos clientes comerciais apresentou uma tendência decrescente, exceto entre os anos de 2011 a 2013. Apesar da reestruturação e da clara queda na tarifa, o consumo unitário não sofreu importantes variações e não modificou sua tendência de queda. É possível detectar facilmente o ponto de quebra na tarifa a partir de fevereiro de 2014.

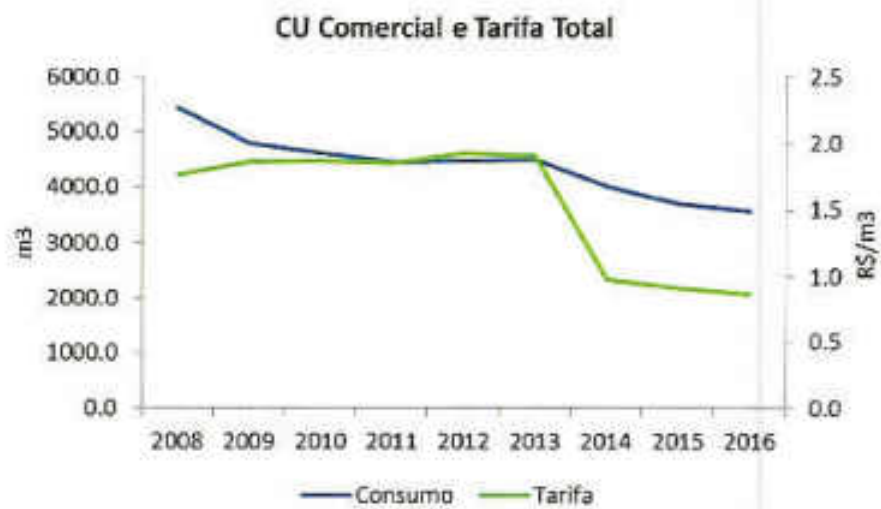
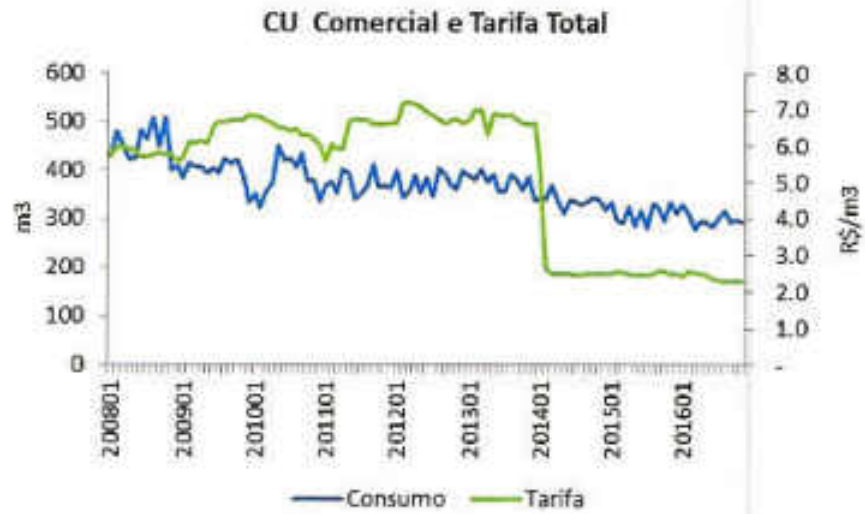


Tabela 4: consumo unitário histórico CEG Rio de clientes comerciais

Ano	Consumo Unitário [m <sup>3</sup> ]
2008	5424,5
2009	4787,9
2010	4628,1
2011	4458,1
2012	4491,6
2013	4506,5
2014	4027,9
2015	3718,4
2016	3574,5



Analisando os valores do seguinte gráfico, a quantidade de clientes totais apresentou um aumento contínuo durante todo o período avaliado, demonstrando a partir de meados de 2013 um incremento mais evidente. Algo similar também ocorreu com o consumo total que subiu durante todo o período, e a partir de 2014 sua tendência crescente foi mais evidente.

O comportamento do consumo unitário está estreitamente ligado à evolução dos clientes e do consumo total. Na tabela 4 é possível observar a queda no consumo unitário. Embora a quantidade de clientes e o consumo total da categoria cresceram em média durante todo o período analisado, o motivo da queda no consumo unitário é originado pelo maior incremento do número de clientes em relação ao consumo total. Isso pode ser entendido como que os novos clientes que foram ligados não mantiveram o mesmo consumo que os cadastrados antigamente, resultando na queda do consumo unitário.



Apresenta-se novamente para os clientes comerciais da CEG Rio o mesmo que para a CEG, uma queda no consumo unitário médio de seus clientes.

### 3.2. Análise por antiguidade dos clientes

A seguinte análise foi realizada utilizando os dados disponíveis na base de faturamento fornecida pela CEG. Esta base contém dados desde janeiro de 2013 até setembro de 2016. Para depurar a estimativa do consumo unitário, todos os dados foram obtidos da mesma base de faturamento. Isto é, foram calculados os consumos unitários dos clientes de acordo com sua antiguidade. Esta base não tem diferenciado os clientes residências individuais dos coletivos, pelo qual o consumo unitário obtido pode ser maior do que o real utilizado em outros itens do relatório.

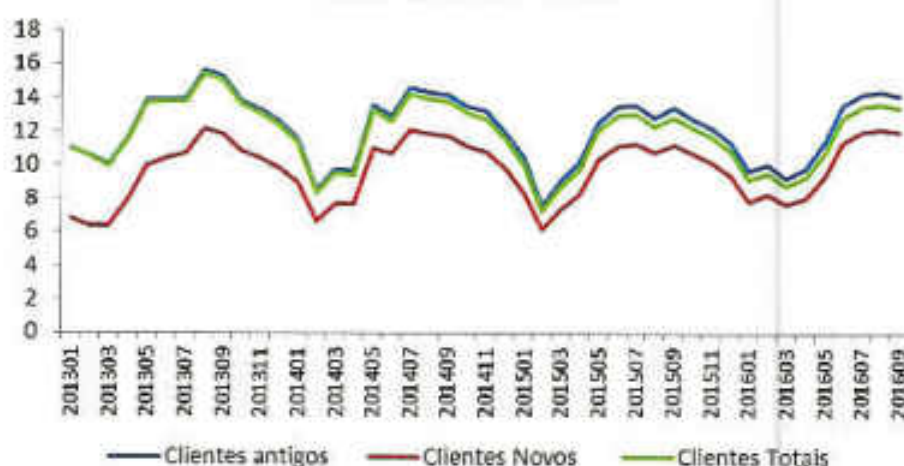
Daqui em diante são denominados “Clientes Antigos” aqueles incorporados até dezembro de 2012 e “Clientes Novos” os incorporados a partir de janeiro de 2013. Além disso, foi realizada uma análise geral considerando todos os clientes, independentemente do momento de incorporação.

#### 3.2.1. CEG - Residenciais



No seguinte gráfico está detalhada a evolução histórica do consumo unitário dos diferentes tipos de clientes. Com uma linha azul são representados os clientes antigos, com uma vermelha os clientes novos e com uma verde o total de clientes.

**Consumos Unitários Residenciais Históricos CEG  
(Base de Faturamento)**



Na tabela a seguir, são apresentados os valores dos consumos unitários anuais para os diferentes tipos de clientes:

Tabela 5: consumo unitário histórico CEG residenciais por antiguidade de clientes

Consumo Unitário [m3]			
Ano	Clientes Antigos	Clientes Novos	Clientes Totais
2013	155.74	114.00	154.11
2014	147.90	120.49	144.17
2015	139.72	115.52	134.10
2016*	106.60	88.95	101.11

\*Os dados para o ano de 2016 estão disponíveis até setembro

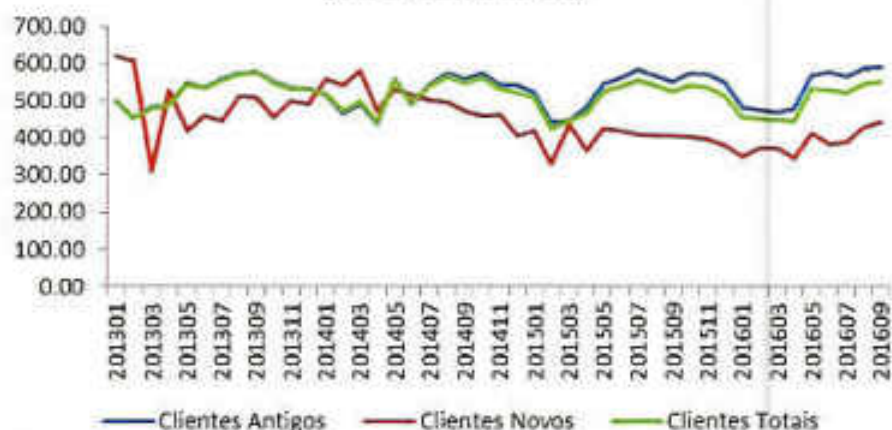
Como é possível observar o consumo unitário dos clientes antigos é relativamente similar ao consumo dos clientes totais.

Existe uma clara diferença quando são analisados os clientes novos, que possuem um consumo inferior aos demais. A hipótese de que os clientes incorporados mais recentemente consomem menos, fica comprovada pela análise histórica dos dados. Porém, os consumos unitários dos clientes antigos também baixam. Este fenômeno é importante e deve ser considerado nas projeções do consumo unitário do próximo ciclo, já que, é um indicio de que não é possível esperar uma tendência crescente no consumo unitário.

### 3.2.2. CEG – Comerciais

No seguinte gráfico é possível observar a evolução dos consumos unitários dos clientes antigos (linha azul), novos (linha vermelha) e totais (linha verde).

**Consumos Unitários Comerciais Históricos CEG  
(Base de Faturamento)**



Os clientes antigos representam uma importante porcentagem do total de consumo da CEG e por esse motivo o consumo unitário destes é similar ao consumo unitário do total de clientes.

Na seguinte tabela estão detalhados os consumos unitários anuais por antiguidade:

Tabela 6: consumo unitário histórico CEG comerciais por antiguidade de clientes

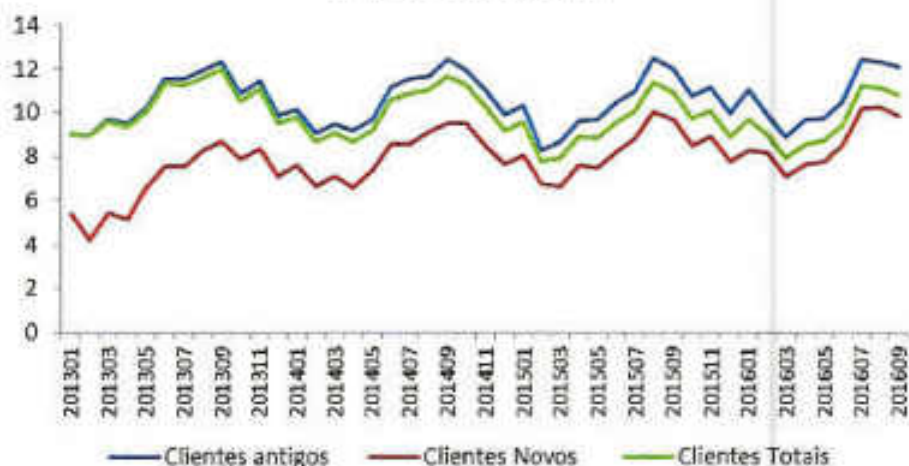
Ano	Consumo Unitário [m3]		
	Clientes Antigos	Clientes Novos	Clientes Totais
2013	6327,49	5854,92	6308,39
2014	6285,92	5987,97	6240,89
2015	6386,77	4784,19	6108,04
2016*	4791,00	3497,20	4472,55

\*Os dados para o ano de 2016 estão disponíveis até setembro

### 3.2.3. CEG Rio - Residenciais

No seguinte gráfico é possível observar a evolução dos consumos unitários dos clientes antigos (linha azul), novos (linha vermelha) e totais (linha verde).

**Consumos Unitários Residenciais Históricos CEG Rio  
(Base de Faturamento)**



A seguir, são apresentados os consumos unitários históricos para os diferentes tipos de clientes:

Tabela 7: consumo unitário histórico CEG Rio residenciais por antiguidade de clientes

Ano	Consumo Unitário [m3]		
	Clientes Antigos	Clientes Novos	Clientes Totais
2013	126.80	82.25	124.12
2014	127.09	96.82	120.17
2015	124.31	98.57	113.70
2016*	96.58	77.82	86.44

\*Os dados para o ano de 2016 estão disponíveis até setembro

Pode-se observar que os clientes antigos são aqueles que têm um maior consumo unitário. Existe uma clara diferença quando são analisados os clientes novos, que possuem um nível menor de consumo em comparação aos demais. Igualmente, os clientes antigos apresentam uma evolução decrescente do consumo.

### 3.2.4. CEG Rio - Comerciais

No seguinte gráfico é apresentada a evolução dos consumos unitários dos clientes por antiguidade. Os consumos unitários dos antigos estão representados pela linha azul, os novos pela linha vermelha e os totais pela linha verde.



Na CEG Rio é possível observar que ocorre o contrário que na CEG. Os clientes novos têm uma maior ponderação no total que os clientes antigos. É por isso que os consumos unitários dos clientes novos e totais são mais semelhantes.

A seguir, são apresentados os valores dos consumos para os diferentes clientes nos distintos anos:

Tabela B: consumo unitário histórico CEG Rio comerciais por antiguidade de clientes

Ano	Consumo Unitário [m <sup>3</sup> ]		
	Clientes Antigos	Clientes Novos	Clientes Totais
2013	5883.28	1688.49	7571.77
2014	5723.20	2981.86	8705.07
2015	5668.91	3314.90	8983.80
2016*	4293.97	2483.12	6777.09

\*Os dados para o ano de 2016 estão disponíveis até setembro

É importante salientar que a diferença do que acontece na CEG, na CEG Rio os consumidores novos constituem a maioria do total de clientes.

Como pode ser observado na tabela anterior, os clientes "novos" apresentam um consumo unitário menor do que aqueles cadastrados antes do ano de 2013. Em setembro de 2016 32% dos consumidores residenciais da CEG eram "novos", no entanto esta porcentagem era de 57% para a CEG Rio. No setor comercial as porcentagens respectivas eram de 27% e 74%.

Essas diferenças na estrutura da antiguidade dos consumidores fazem com que o total dos consumidores apresentem uma queda mais significativa quando comparado com a queda dos primeiros clientes da distribuidora (aqueles cadastrados antes do 2013).

Conclui-se finalmente que os clientes novos apresentam um consumo unitário menor do que os antigos.

### 3.3. Análise por Bairros



**3.3.1. CEG – Residenciais**

Para realizar uma análise mais detalhada dos consumos unitários, foram consideradas as evoluções da variável em diferentes bairros representativos da área de concessão.

Como primeira medida, foi comparado o consumo total residencial de CEG entre dezembro de 2015 e novembro de 2016, com os diferentes bairros que compõem a amostra. O resultado da análise demonstrou que o Rio de Janeiro continha 91% do consumo total residencial. Pela significativa representatividade do mesmo, as conclusões foram centradas na análise exaustiva dos bairros deste município.

Considerando a porcentagem sobre o consumo de cada bairro sobre o total da CEG, realizou-se um ranking encabeçado por aqueles lugares que contribuíam com maior quantidade de consumo ao total. Apesar dos resultados terem sido obtidos para cada um dos bairros do Rio de Janeiro, só serão mostrados no relatório aqueles que contribuam consideravelmente com a análise final. No entanto, é importante destacar que foram realizados os gráficos de todas as localidades e os resultados estão disponíveis para cada uma delas, caso sejam solicitados.

Na tabela apresentada a seguir foram detalhados o consumo unitário médio e o consumo total em m<sup>3</sup>, entre dezembro de 2015 e novembro de 2016, a porcentagem de consumo total do bairro sobre o total de CEG para o mesmo período e a quantidade de clientes totais em novembro de 2016, para cada um dos primeiros 30 bairros do ranking do estado do Rio de Janeiro.

Tabela 9: Consumo unitário, total, quantidade de clientes e porcentagem de consumo residencial por bairros.

Bairro	Consumo Unitário Médio [m <sup>3</sup> ] Dez 2015- Nov 2016	Consumo Total [m <sup>3</sup> ] Dez 2015- Nov 2016	Clientes Totais [#] Nov 2016	% Consumo Total
COPACABANA	11,7	9.582.335	68.289	9,0%
TIJUCA	12,3	8.349.964	56.379	7,9%
BARRA DA TIJUCA	16,5	5.926.692	64.544	5,6%
RECREIO DOS BANDEIR	14,2	5.706.591	34.173	5,4%
BOTAFOGO	12,3	4.960.694	33.408	4,7%
LEBLON	15,7	3.897.750	20.632	3,7%
FLAMENGO	11,9	3.726.170	26.069	3,5%
IPANEMA	14,0	3.577.523	21.276	3,4%
VILA ISABEL	10,3	2.877.562	23.297	2,7%
LARANJEIRAS	13,2	2.812.983	17.788	2,6%
JACAREPAGUA	11,0	2.786.015	21.194	2,6%
FREGUESIA JACAREPAG	11,6	2.651.539	18.990	2,5%
MEIER	9,7	2.287.097	19.675	2,2%
LAGOA	18,3	1.861.185	8.482	1,8%
GRAJAU	11,6	1.599.901	11.438	1,5%



TAQUARA	9,0	1.555.913	14.698	1,5%
MARACANA	11,4	1.412.426	10.367	1,3%
ANDARAÍ	10,3	1.383.185	11.204	1,3%
PECHINCHA	10,4	1.343.377	11.001	1,3%
JARDIM BOTANICO	16,2	1.318.742	6.762	1,2%
GAVEA	16,1	1.196.365	6.167	1,1%
CAMPO GRANDE	7,8	1.105.813	12.306	1,0%
CACHAMBI	9,3	1.089.032	9.969	1,0%
ENGENHO DE DENTRO	9,6	966.944	8.746	0,9%
HUMAITA	12,8	957.810	6.220	0,9%
SÃO CONRADO	24,7	933.117	3.191	0,9%
CATETE	10,2	822.454	6.659	0,8%
RIO COMPRIDO	10,5	773.171	6.086	0,7%
ENGENHO NOVO	8,5	749.575	7.329	0,7%
CENTRO	6,8	197.672	16.437	0,2%
<b>TOTAL RIO DE JANEIRO</b>	<b>12,4</b>	<b>96.796.696</b>	<b>766.556</b>	<b>91%</b>
<b>TOTAL CEG</b>	<b>12,2</b>	<b>106.236.914</b>	<b>837.137</b>	<b>100%</b>

Dos resultados apresentados, pode-se concluir que nos 11 primeiros bairros estão representados mais de 50% da demanda. Nos 30 bairros previamente descritos na tabela, encontra-se quase 75% do total de consumo. A grande representatividade deste tamanho da mostra permite inferir sobre a população, em base à análise dos dados informados.

O consumo unitário médio do município do Rio de Janeiro é muito similar à média de CEG.

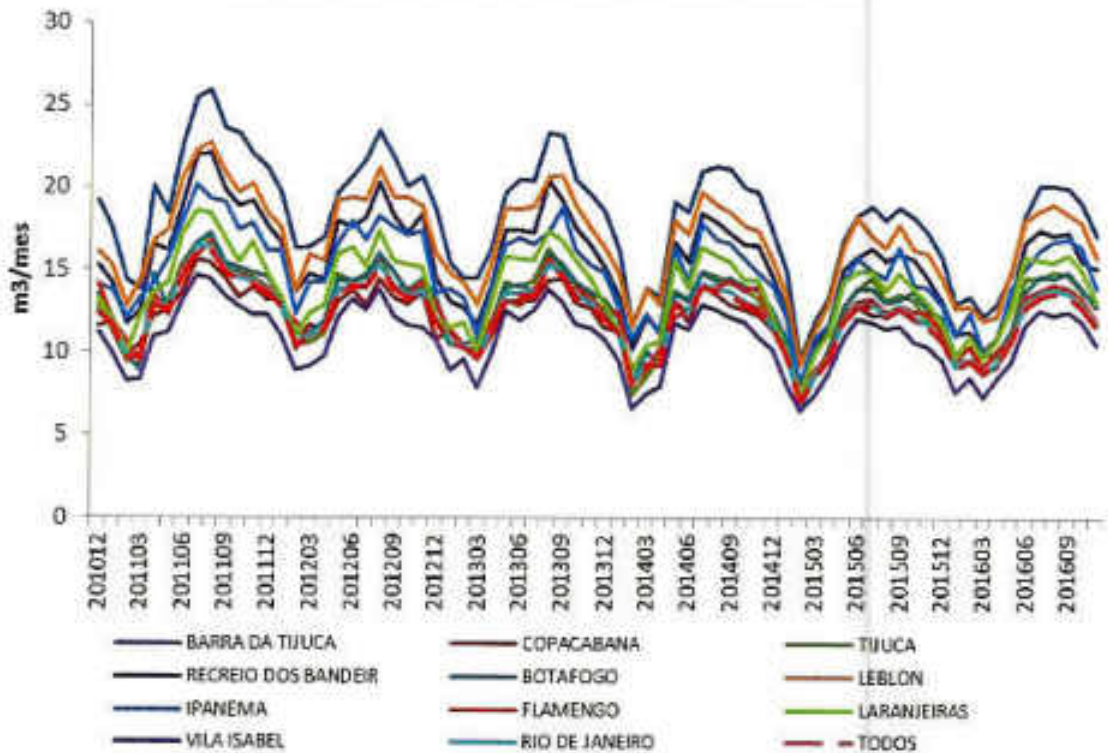
A seguir foram grafitados os consumos unitários dos bairros detalhados previamente, para poder visualizar melhor, o comportamento da variável ao longo do tempo.

O período contemplado vai desde dezembro de 2010 a novembro de 2016.

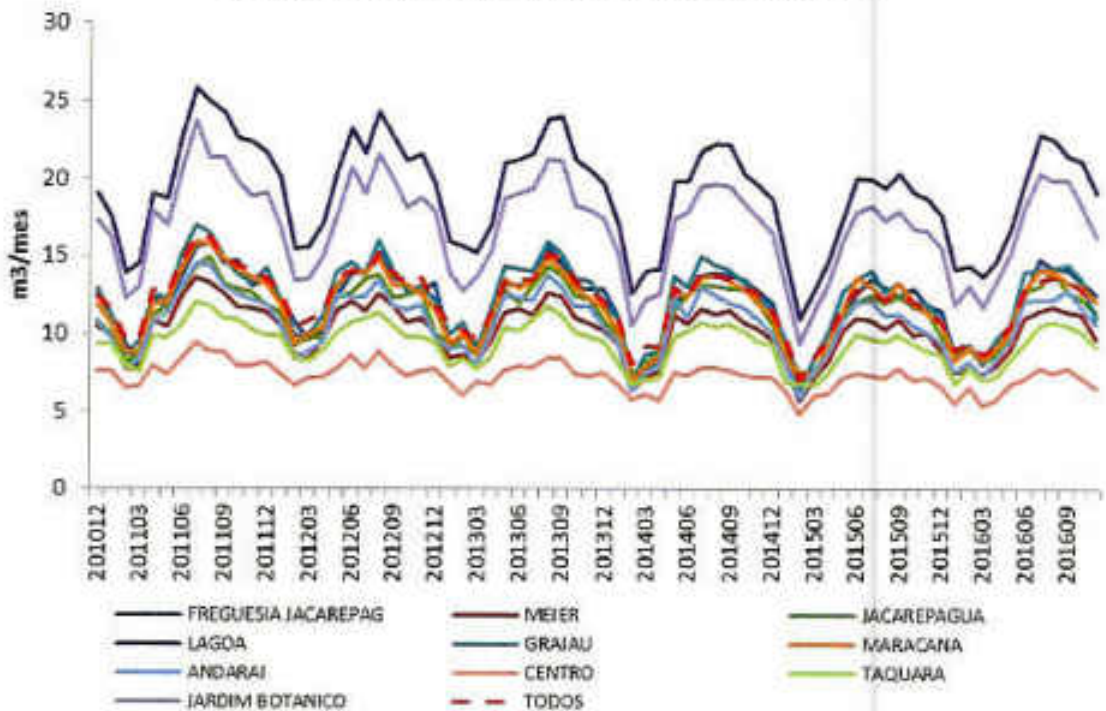
Cada um dos seguintes gráficos agrupa 10 bairros, com o objetivo de que a análise resulte intuitiva, incluindo em cada um deles uma linha vermelha pontuada que representa o consumo unitário global da CEG.



### Consumo Unitário Bairros de Rio de Janeiro

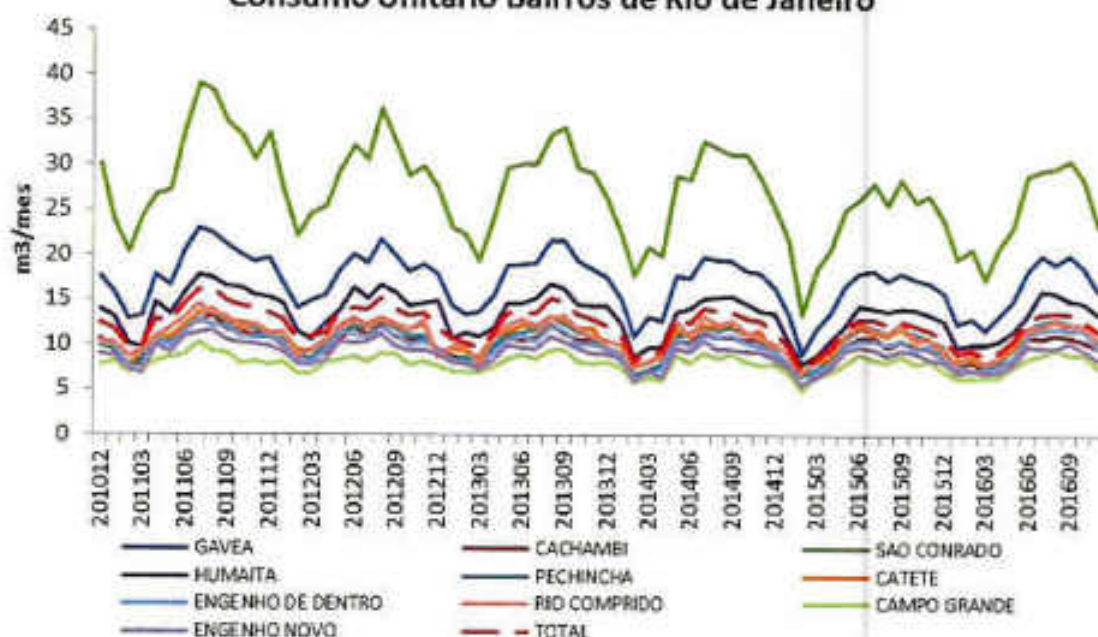


### Consumo Unitário Bairros de Rio de Janeiro





## Consumo Unitário Bairros de Rio de Janeiro



É notória a tendência generalizada do consumo unitário à baixa no período avaliado para quase todos os bairros detalhados. Esta queda ilustra a tendência geral do consumo unitário de CEG, uma vez que está representado 75% do consumo total. Como é possível observar, inclusive em bairros tradicionais onde o consumo de gás está instaurado há muito tempo, foi rescindido o consumo dos clientes. Embora dados sobre a renda per capita por bairro não estejam disponíveis, a tendência à baixa pode ser observada, inclusive, em bairros como Barra da Tijuca e Leblon, relacionados a famílias de poder aquisitivo elevado.

**3.3.2. CEG – Comerciais**

Do mesmo modo que para os clientes residenciais, foi efetuada a análise por bairros para uma descrição mais detalhada da evolução do consumo unitário.

Como primeira medida, foi comparado o consumo total comercial da CEG entre dezembro de 2015 e novembro de 2016, com os diferentes bairros que compõem a amostra. A análise teve como resultado, que no município do Rio de Janeiro estava contido 77% do consumo total comercial. As conclusões foram centradas na análise exaustiva dos bairros deste município, pela significativa representatividade do mesmo.

Considerando a porcentagem sobre o consumo de cada bairro sobre o total da CEG, realizou-se um ranking encabeçado por aqueles lugares que contribuíam com maior quantidade de consumo ao total. Apesar dos resultados terem sido obtidos para cada um dos bairros do Rio de Janeiro, só serão mostrados no relatório aqueles que contribuam consideravelmente à análise final. No entanto, é importante salientar que foram realizados os gráficos de todas as localidades e estão disponíveis os resultados para cada uma delas, caso sejam solicitadas.

Na tabela apresentada a seguir foram detalhados o consumo unitário médio e o consumo total em m<sup>3</sup>, entre dezembro de 2015 e novembro de 2016, a porcentagem de consumo total do bairro sobre o total de CEG para o mesmo período e a quantidade de clientes totais em novembro de 2016, para cada um dos primeiros bairros do ranking do município do Rio de Janeiro.



Tabela 10: Consumo unitário, total, quantidade de clientes e porcentagem de consumo comercial por bairros.

Bairro	Consumo Unitário Médio [m3] Dez 2015- Nov 2016	Consumo Total [m3] Dez 2015- Nov 2016	Clientes Totais [#] Nov 2016	% Consumo Total
BARRA DA TIJUCA	594,0	6.220.049	869	8,9%
CENTRO	401,4	5.950.333	1.243	8,5%
COPACABANA	534,9	5.775.928	919	8,3%
BOTAFOGO	337,5	2.258.040	565	3,2%
TIJUCA	320,8	2.071.673	535	3,0%
IPANEMA	541,6	1.970.930	307	2,8%
LEBLON	449,0	1.691.921	311	2,4%
CAMPO GRANDE	101,8	1.197.991	93	1,7%
FLAMENGO	435,1	997.327	192	1,4%
HUMAITA	693,1	706.463	86	1,0%
LAGOA	692,1	698.812	82	1,0%
RECREIO DOS BANDEIRAS	273,5	655.858	223	0,9%
LARANJEIRAS	303,9	607.024	166	0,9%
GAVEA	360,0	488.094	116	0,7%
CATETE	385,6	466.738	102	0,7%
VILA ISABEL	199,3	443.218	188	0,6%
FREGUESIA				
JACAREPAG	385,3	442.185	100	0,6%
SAO CONRADO	849,7	427.443	42	0,6%
MEIER	208,6	401.091	168	0,6%
MARACANA	237,9	391.079	138	0,6%
JARDIM BOTANICO	310,5	342.040	95	0,5%
ANDARAÍ	290,3	340.745	101	0,5%
ENGENHO DE DENTRO	363,3	258.168	63	0,4%
GRAJAU	218,1	222.018	86	0,3%
RIO COMPRIDO	175,0	215.543	106	0,3%
ENGENHO NOVO	264,0	140.450	45	0,2%
PECHINCHA	227,0	76.898	28	0,1%
TOTAL RIO DE JANEIRO	513,6	53.680.250	9.157	77%
TOTAL CEG	511,2	69.675.576	9.883	100%

Nos 10 primeiros bairros está representado mais de 40% da demanda, e nos primeiros 20, quase 50%. É importante destacar que os bairros de Cachambi e Jacarepagua têm uma participação sobre o



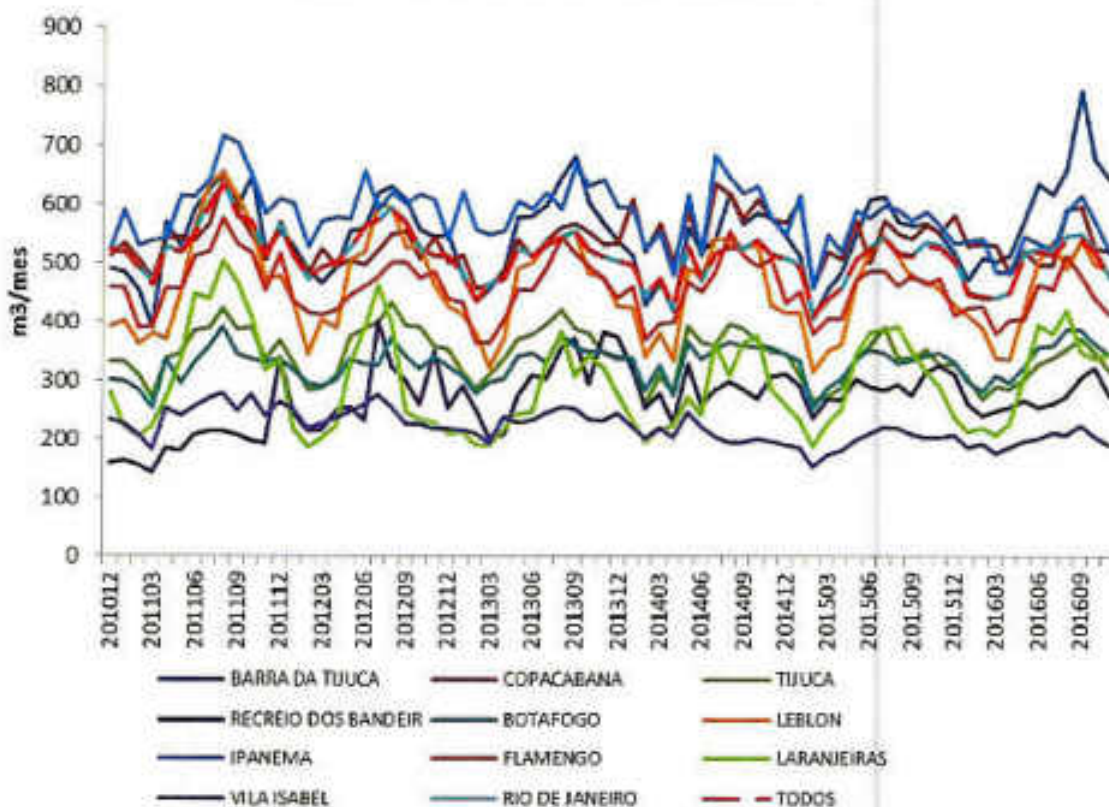
consumo total de CEG de 3% cada um, mas os dados de consumo unitário não puderam ser analisados porque não foi encontrada a informação disponível.

A seguir foram grafitados os consumos unitários dos bairros detalhados previamente, para uma melhor visualização do comportamento da variável ao longo do tempo.

O período contemplado vai desde dezembro de 2010 a novembro de 2016.

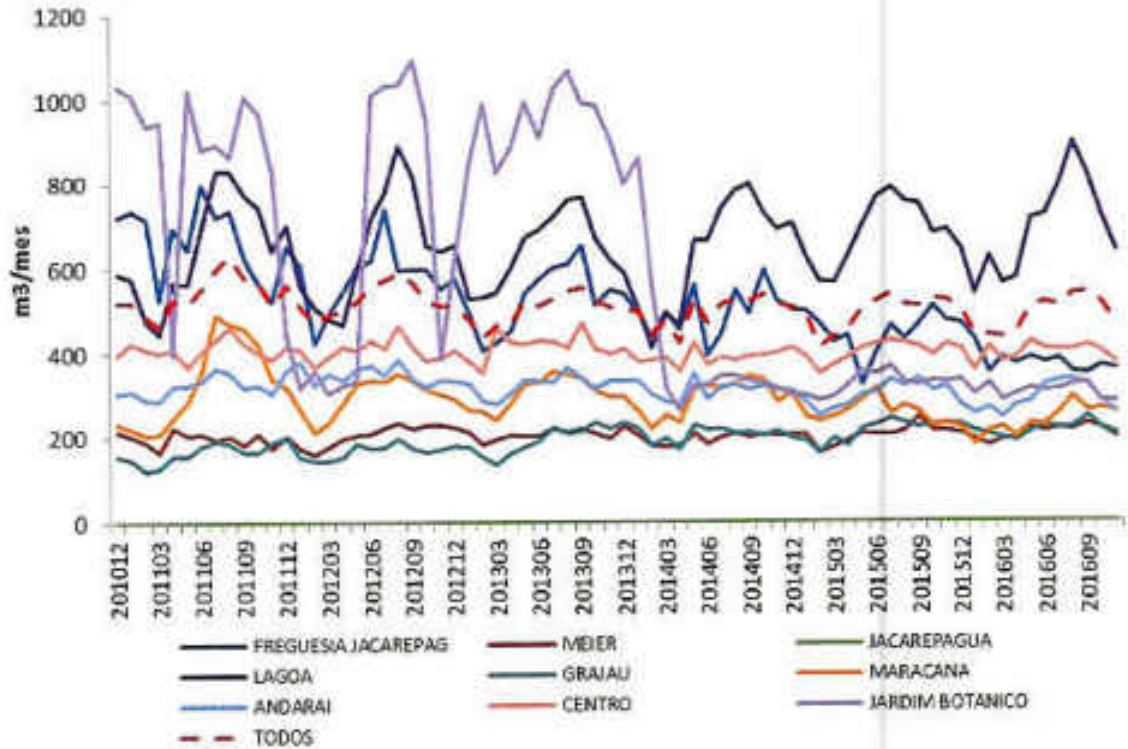
Os bairros foram agrupados em 10 por gráfico para que resulte intuitivo, incluindo em cada um deles uma linha vermelha pontilhada que representa o consumo unitário global da CEG. Os mesmos são apresentados com uma linha vermelha nos gráficos.

### Consumo Unitário Bairros de Rio de Janeiro

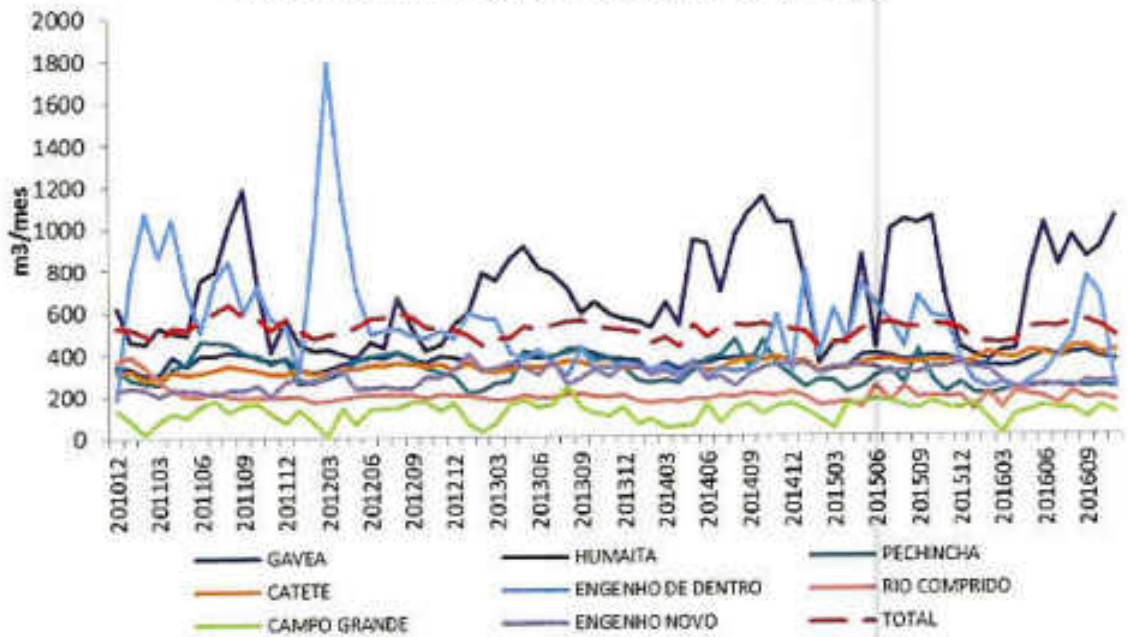




### Consumo Unitário Bairros de Rio de Janeiro



### Consumo Unitário Bairros de Rio de Janeiro





Barras de Tijuca, Centro, Ipanema, Copacabana, Tijuca, Leblon e Flamengo que representam 35% da demanda da CEG, apresentaram consumos unitários decrescentes durante o período conceituado.

### 3.3.3. CEG Rio – Residenciais

Para realizar uma análise mais detalhada dos consumos unitários, foi considerada a evolução da variável consumo unitário em diferentes municípios da área de concessão.

Foi comparado o consumo total residencial da CEG Rio entre dezembro de 2015 e novembro de 2016, com os diferentes municípios que compõem a amostra. A análise teve como resultado que 60% da demanda está concentrada em 5 municípios da área de concessão.

A tabela apresentada a continuação contém os valores de consumo unitário, consumo total, clientes e porcentagem de consumo em relação ao consumo total da distribuidora.

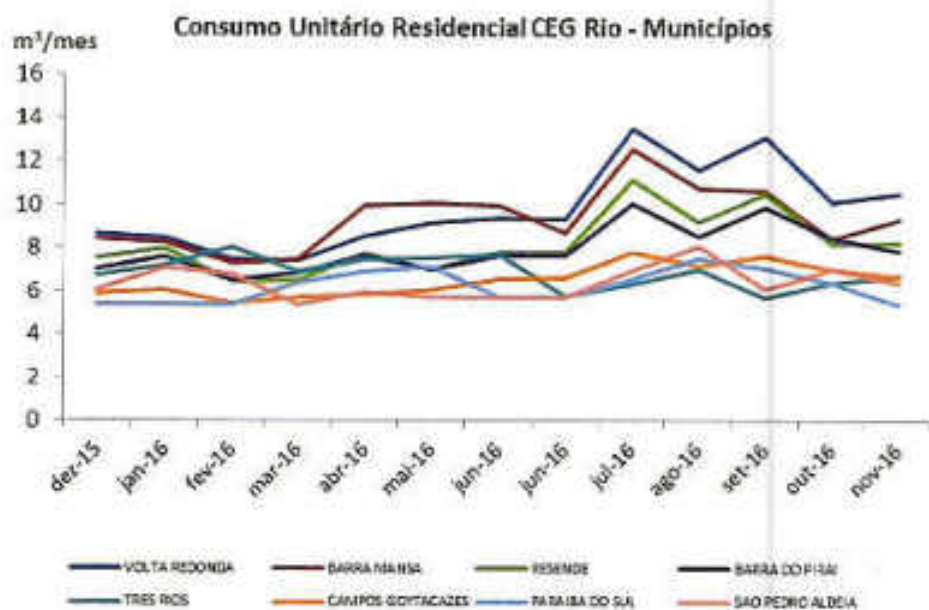
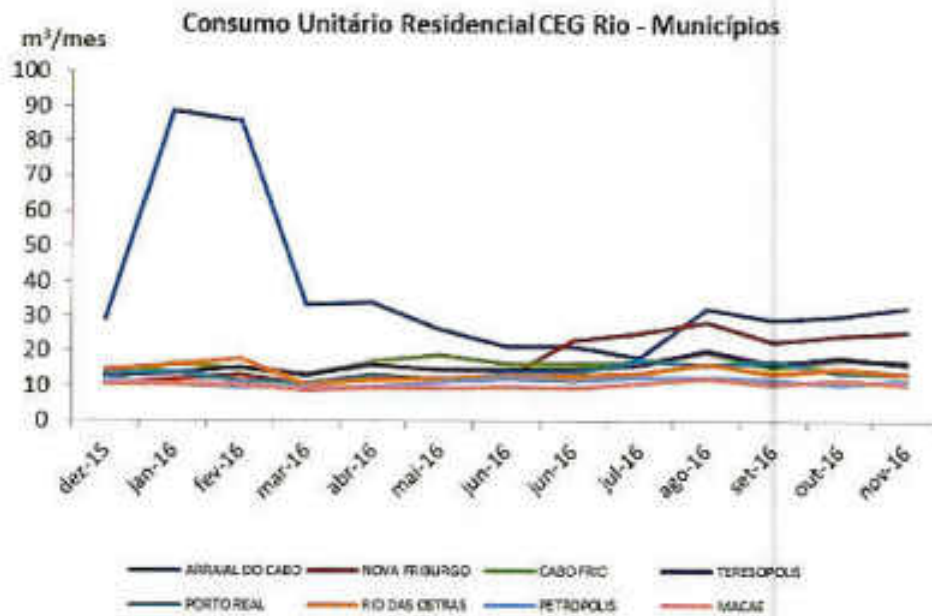
Tabela 11: Consumo unitário, total, quantidade de clientes e porcentagem de consumo residencial por municípios CEG Rio.

Município	Consumo Unitário Médio [m <sup>3</sup> ] Dez 2015- Nov 2016	Consumo Total [m <sup>3</sup> ] Dez 2015- Nov 2016	Clientes Totais Nov 2016 (#)	% Consumo Total
CAMPOS GOYTACAZES	6.52	60 699.1	29 688	17%
TRES RIOS	6.90	52 207.0	3 154	15%
PETROPOLIS	11.22	37 613.3	6 124	11%
NOVA FRIBURGO	18.03	29 504.8	3 478	8%
MACAE	10.31	27 888.1	13 872	8%
RESENDE	8.18	26 510.3	7 514	8%
TERESOPOLIS	15.61	23 078.0	1 546	7%
VOLTA REDONDA	9.80	22 333.6	4 532	6%
BARRA MANSA	9.38	19 414.3	1 888	6%
CABO FRIO	16.22	17 188.8	6 542	5%
RIO DAS OSTRAS	14.00	11 592.5	3 782	3%
BARRA DO PIRAI	7.91	8 422.3	592	2%
ARRAIAL DO CABO	37.15	11 543.6	162	2%
SAO PEDRO ALDEIA	6.39	2 579.5	924	1%
PORTO REAL	13.96	2 236.0	38	1%
PARAIBA DO SUL	6.18	2 052.0	104	1%
<b>TOTAL</b>	<b>10.8</b>	<b>354 863</b>	<b>83 940</b>	<b>100%</b>

É possível observar que no primeiro município, Campos Goytacazes, o consumo é 17% da demanda total e que nos primeiros 5 municípios, está contido 60% da demanda da CEG Rio.

A seguir, são apresentadas as gráficas com os valores correspondentes aos consumos unitários por município:





### 3.3.4. CEG Rio – Comerciais

Para realizar uma análise mais detalhada dos consumos unitários comerciais, foram consideradas as evoluções da variável em diferentes municípios da área de concessão.

Foi comparado o consumo total comercial da CEG Rio entre dezembro de 2015 e novembro de 2016, entre os diferentes municípios que compõem a amostra. A análise teve como resultado que 77% da demanda está concentrada em 6 municípios da área de concessão.

A tabela apresentada a continuação contem os valores de consumo unitário, consumo total, clientes e porcentagem de consumo em relação ao consumo total da distribuidora.

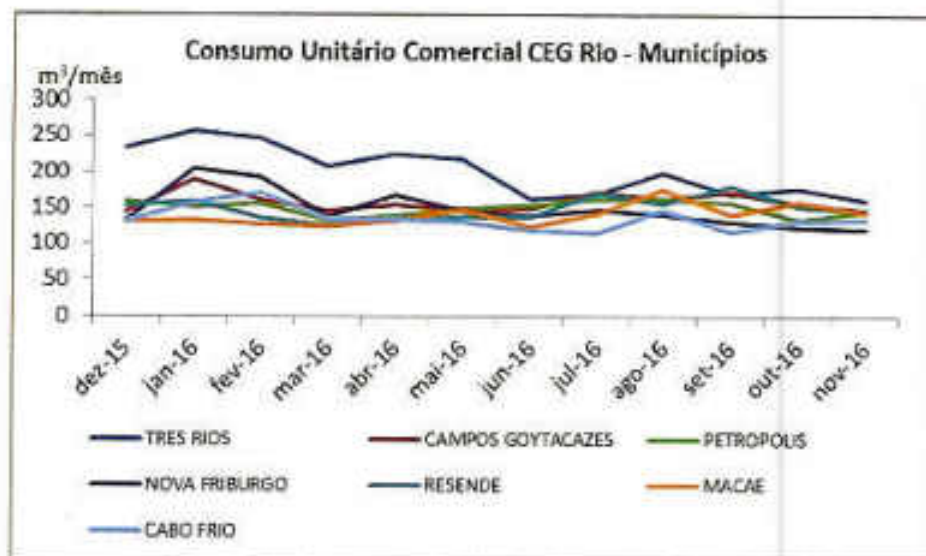


Tabela 12: Consumo unitário, total, quantidade de clientes e porcentagem de consumo comercial por municípios da CEG Rio.

Municípios	Consumo Unitário Médio [m <sup>3</sup> ] Dez 2015- Nov 2016	Consumo Total [m <sup>3</sup> ] Dez 2015- Nov 2016	Clientes Totais Nov 2016 (#)	% Consumo Total
CAMPOS GOYTACAZES	159	49057	622	17%
BARRA MANSA	43	39456	22	13%
CABO FRIO	135	38166	214	13%
PETROPOLIS	151	37395	118	13%
TRES RIOS	203	34547	30	12%
MACAE	140	27865	282	9%
NOVA FRIBURGO	149	24730	46	8%
RESENDE	149	15215	90	5%
TERESOPOLIS	65	11974	48	4%
RIO DAS OSTRAS	93	6262	54	2%
BARRA DO PIRAI	134	3809	6	1%
VOLTA REDONDA	59	3530	30	1%
SAO PEDRO ALDEIA	34	1864	18	1%
ARRAIAL DO CABO	28	748	6	0%
<b>TOTAL</b>	<b>133.6</b>	<b>294 618</b>	<b>1 586</b>	<b>100%</b>

É possível observar que no primeiro município, Campos Goytacazes, o consumo é 17 % da demanda total e que nos primeiros 6 municípios, está contido 77% da demanda da CEG Rio.

A seguir, são apresentadas as gráficas com os valores correspondentes aos consumos unitários por município:





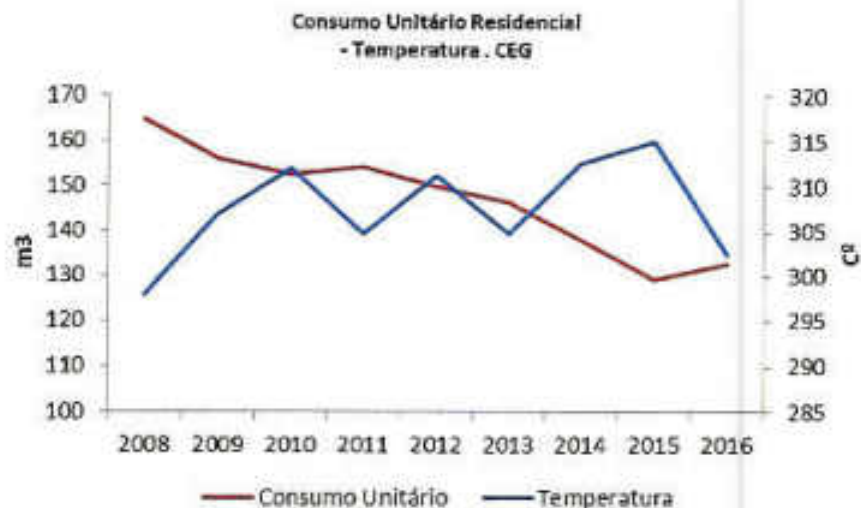
### 3.4. Relação Consumo Unitário – Temperatura

Na presente seção é explicada a relação entre o consumo unitário e a temperatura anual média.

Nas gráficas é possível observar, tal como é concluído no item 4.1, que a queda no consumo unitário não tem relação direta com um possível aumento na temperatura média da região.

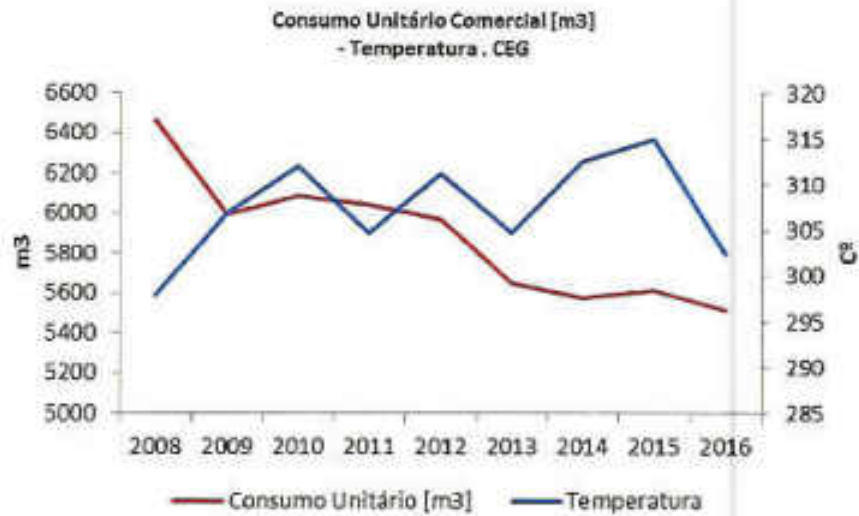
#### 3.4.1. CEG – Residenciais

No seguinte gráfico é possível observar a relação entre a temperatura e o consumo unitário residencial para CEG:



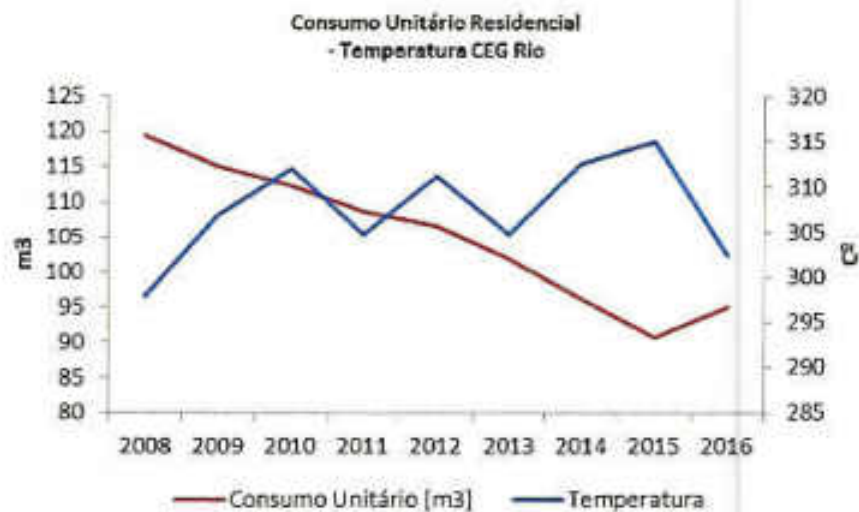
#### 3.4.2. CEG – Comerciais

No seguinte gráfico é possível observar a relação entre a temperatura e o consumo unitário comercial para CEG:



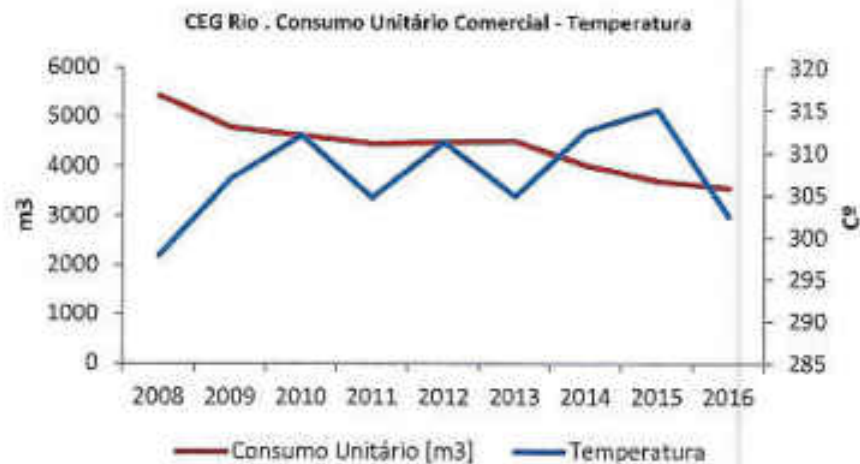
### 3.4.3. CEG Rio – Residenciais

No seguinte gráfico é possível observar a relação entre a temperatura e o consumo unitário residencial para CEG Rio:



### 3.4.4. CEG Rio – Comerciais

No seguinte gráfico observa-se a relação entre a temperatura e o consumo unitário comercial para CEG Rio:



### 3.5. Estimacões Econométricas do Consumo Unitário

Foi estimado o consumo unitário mensal dos clientes residenciais e comerciais empregando um modelo semi-logarítmico. O modelo explica a variabilidade do consumo unitário mensal com a temperatura média de cada mês para cada ano e com uma tendência anual. O método de estimativa utilizado é o de Mínimos Quadrados Ordinários com erros robustos à heterocedasticidade. O modelo estimado apresenta a seguinte especificação:

$$\ln(\text{consumo unitário}_t) = \alpha + \sum_{t=\text{jan}2008}^{\text{nov}2016} \beta_{\text{mes}} \text{temperatura} * \text{mes}_{\text{ano}} + \delta_{\text{ano}} + \varepsilon_t$$

Onde:

$\ln(\text{consumo unitário}_t)$ : Consumo unitário médio de cada mês em m<sup>3</sup> expresso em logaritmo.

$\text{temperatura} * \text{mes}_{\text{ano}}$ : Temperatura média de cada mês de cada ano por uma variável *dummy* de cada mês. A variável *dummy* assume o valor 1 no mês correspondente e 0 em caso contrário.

$\text{ano}$ : Ano correspondente ao mês relevado.

$\alpha$ : Constante do modelo que representa o consumo autônomo independente da temperatura e do ano

$\beta_{\text{mes}}$ : Coeficiente estimado que representa a reação do consumo unitário a variações na temperatura média em cada mês.

$\delta$ : Coeficiente estimado associado à cada ano que represente a tendência autônoma do consumo no tempo.

$\varepsilon_t$ : Erros aleatórios do modelo com distribuição normal com média 0 e desvio padrão constante.



O modelo foi estimado com o Software Stata e os resultados por categoria de clientes e distribuidoras são apresentados a seguir. As análises foram feitas considerando os clientes totais (individuais mais coletivos), e separadamente os clientes individuais e os clientes coletivos.

### 3.5.1. CEG Residenciais

#### 3.5.1.1. Clientes Totais

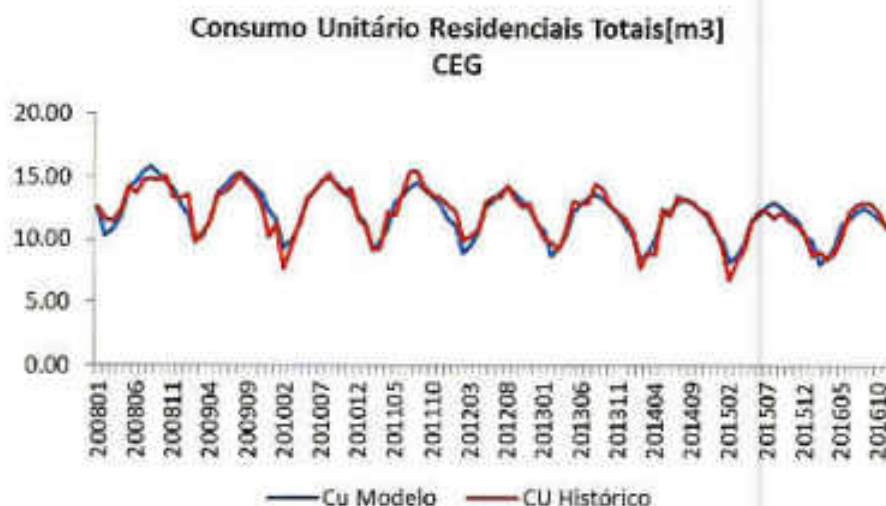
A saída do modelo para os clientes residenciais individuais da CEG é apresentada a seguir:

```
. regress lncurcegtot1 tempme tempfe tempmar tempabr tempjun tempjul tempago tempsep tempoct tempnov tempdic ano, r
Linear regression                               Number of obs =    107
                                                F( 12,   94) =    61.10
                                                Prob > F      =    0.0000
                                                R-squared     =    0.8719
                                                Root MSE    =    .06374
```

lncurcegtot1	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
tempme	-.0047347	.0010558	-4.47	0.000	-.006811	-.0026584
tempfe	-.011482	.0016172	-7.10	0.000	-.0146929	-.0082711
tempmar	-.0099481	.0028967	-3.43	0.000	-.0131324	-.0067638
tempabr	-.0067386	.0011378	-5.93	0.000	-.007977	-.0054995
tempjun	.0017253	.0005937	2.91	0.003	-.0002276	.0036784
tempjul	.0038945	.0010466	3.72	0.000	.0018362	.0059529
tempago	.0048639	.0011317	4.30	0.000	.0026066	.007111
tempsep	.0034228	.0009373	3.65	0.000	.0015618	.0052838
tempoct	.001554	.0006478	2.40	0.019	-.0001293	.0032372
tempnov	-.0001072	.0006994	-0.15	0.885	-.001893	.0016787
tempdic	-.0037534	.0012441	-3.01	0.003	-.0052257	-.0022811
ano	-.0288674	.0025825	-11.18	0.000	-.033995	-.0237399
_cons	60.61317	3.192755	19.15	0.000	50.30484	70.92551

O modelo estimado explica aproximadamente 87% da variabilidade no consumo unitário de gás natural. Os coeficientes estimados são estatisticamente significativos, pois representam 95% de confiança, salvo *tempnov* que não é significativo.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul). Pode-se apreciar a semelhança entre as duas séries o que indica um ajuste satisfatório.



A constante (*\_cons*) é o consumo autônomo em logaritmos, o coeficiente relacionado à variável *ano* é -0,0288674 que indica que em cada ano o consumo unitário diminui 2,9% e pode ser interpretado como uma tendência anual. Os coeficientes relacionados à *temperatura\_mes* representam a sensibilidade do consumo unitário às variações na temperatura média em cada mês do ano. A variável



*tempmaio* não está incluída no modelo para evitar a multicolinealidade. Assim, ditos coeficientes expressam a sensibilidade em relação à temperatura em maio. Por exemplo, no mês de janeiro o consumo unitário é 0,47% inferior ao consumo no mês de maio e 0,38% superior no mês de julho. O mês de novembro apresenta a mesma reação que o mês de maio, já que, seu coeficiente não é significativo. A vantagem desta especificação é que captura a sensibilidade do consumo unitário à temperatura em cada mês do ano. Isto é, o consumo reage diferente em cada mês: cada grau adicional na temperatura produz um incremento no consumo unitário de 0,38% em julho, mais de 0,48% em agosto.

Esta especificação explica com precisão a sazonalidade do consumo. O modelo estimado, não inclui a variável preço unitário, já que, não resultou estatisticamente significativa em nenhuma das especificações utilizadas. A possível explicação é que os consumidores reagem à tarifa para decidir a ligação das redes, mas uma vez ligados, dificilmente as variações nos preços representem variações no consumo. A sensibilidade nula pode ser explicada pela baixa proporção do gasto de gás natural na renda total familiar.

### 3.5.1.2. Clientes Individuais

A saída do modelo para os clientes residenciais individuais da CEG é apresentada a seguir:

```
. regress lcurcegc tempene tempfeb tempmar tempabr tempjun tempjul tempago tempsep tempoct tempnov tempdic ano, r
```

Linear regression

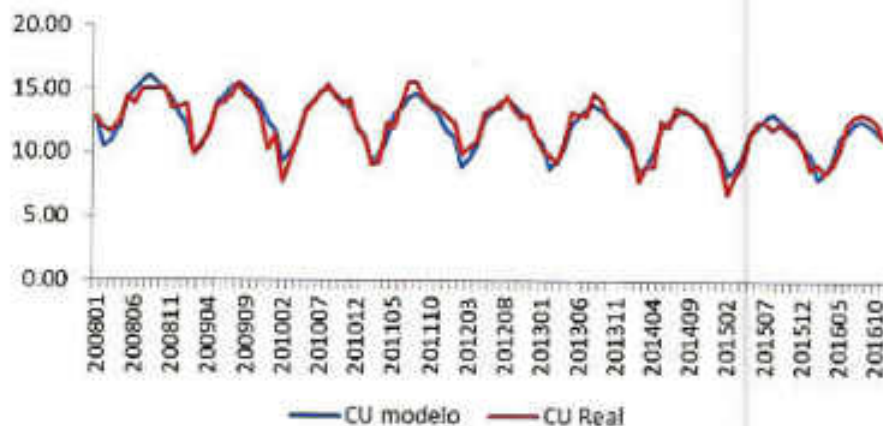
```
Number of obs = 107
F( 12, 94) = 60.76
Prob > F = 0.0000
R-squared = 0.8695
Root MSE = .06653
```

lcurcegc	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% conf. interval]
tempene	-.0046064	.0010759	-4.28	0.000	-.0067426 -.0024702
tempfeb	-.011428	.0016396	-6.97	0.000	-.0146834 -.0081726
tempmar	-.0098903	.0009136	-10.83	0.000	-.0117042 -.0080763
tempabr	-.0063538	.0011495	-5.53	0.000	-.0086362 -.0040713
tempjun	.0018063	.0009913	1.82	0.072	-.0001621 .0037746
tempjul	.0040161	.0010697	3.75	0.000	.0018922 .0061401
tempago	.0049936	.0011438	4.37	0.000	.0027226 .0072646
tempsep	.0034888	.0009388	3.72	0.000	.0016247 .0053529
tempoct	-.0016687	.0008589	-1.94	0.055	-.0030367 .0033741
tempnov	-.0000506	.0009023	-0.06	0.955	-.0018425 .0017414
tempdic	-.0037337	.0012685	-2.95	0.004	-.0062542 -.0012171
ano	-.0290585	.002632	-11.13	0.000	-.0342446 -.0238724
_cons	61.01076	5.252137	11.62	0.000	50.58252 71.439

O modelo estimado explica aproximadamente 87% da variabilidade no consumo unitário de gás natural canalizado. Os coeficientes estimados são estatisticamente significativos, pois representam 95% de confiança, salvo aquele de *tempjun* (que é ao 92,8%) e *tempnov* que não é significativo.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul). Pode-se observar a semelhança entre as duas séries o que indica um ajuste correto.

Consumo Unitário Residenciais Individuais [m3]  
CEG



A constante (*\_cons*) é o consumo autônomo em logaritmos, o coeficiente relacionado à variável ano é -0,02906 que indica que em cada ano o consumo unitário diminui 2,9% e pode ser interpretado como uma tendência anual. Os coeficientes relacionados à *temperatura\_mes* representam a sensibilidade do consumo unitário às variações na temperatura média em cada mês do ano. A variável *tempmoio* não está incluída no modelo para evitar a multicolinealidade.

Esta especificação explica com precisão a sazonalidade do consumo. O modelo estimado, não inclui a variável preço unitário, já que, não resultou estatisticamente significativa em nenhuma das especificações utilizadas.

3.5.1.3. Clientes Coletivos

A saída do modelo para os clientes residenciais coletivos da CEG é apresentada a seguir:

```
. regress Incurcegral com tempme tempfeb tempmar tempabr tempjun tempjul tempago tempsep tempoct tempnov tempdic ano, r
Linear regression                               Number of obs =      307
                                                F( 12,   94) =    24.79
                                                Prob > F       =    0.0000
                                                R-squared     =    0.7342
                                                Root MSE    =    .06018
```

Incurcegral	coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
tempme	-.002198	.0010229	-2.15	0.034	-.0042333	-.000165
tempfeb	-.0680423	.0013329	-5.11	0.000	-.0707221	-.0653623
tempmar	-.0070491	.0006724	-7.25	0.000	-.0083796	-.0057183
tempabr	-.0041901	.0016169	-2.59	0.011	-.0074005	-.0009798
tempjun	.0032918	.0014806	2.22	0.029	-.002640	.0092316
tempjul	.0032846	.0016314	2.07	0.041	.0001454	.0064239
tempago	.0052992	.0016038	3.31	0.001	.0021188	.0084797
tempsep	.0042102	.0013064	3.22	0.002	.0021123	.006308
tempoct	.002447	.0011716	2.09	0.039	.0001268	.0047733
tempnov	.0006108	.0012638	0.48	0.629	-.0018965	.0011201
tempdic	-.0022027	.0013431	-1.64	0.104	-.0048694	.0004641
ano	-.0300061	.0030402	-9.87	0.000	-.0360426	-.0239696
_cons	62.02622	6.113726	10.15	0.000	49.80727	74.16516

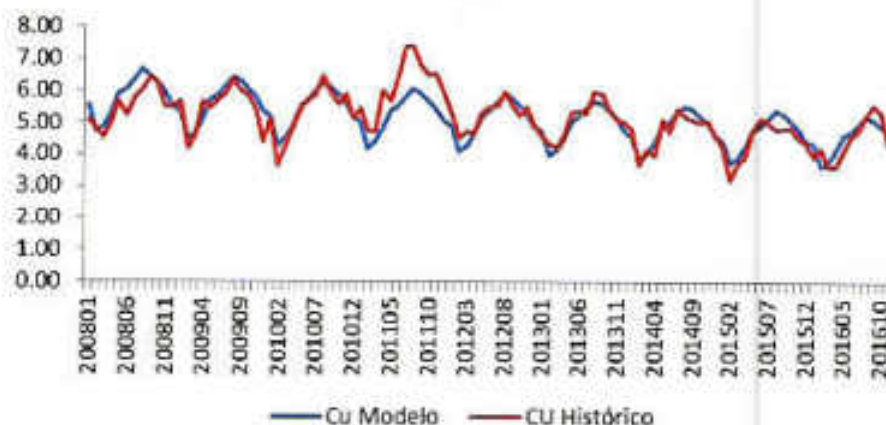
O modelo estimado explica aproximadamente 73% da variabilidade no consumo unitário de gás natural. As maiores diferenças na estimativa são apresentadas para os valores do ano de 2011.

Os coeficientes estimados são estatisticamente significativos, pois representam 95% de confiança, salvo aquele de *tempjun* e *tempnov* que não é significativo.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul). Pode-se visualizar a semelhança entre as duas séries o que indica um ajuste adequado.



Consumo Unitário Residenciais Coletivos [m3]  
CEG



A constante (*\_cons*) é o consumo autônomo em logaritmos, o coeficiente relacionado à variável ano é -0.0300061 que indica que em cada ano o consumo unitário diminui em 3% e pode ser interpretado como uma tendência anual. Os coeficientes relacionados à *temperatura\_mes* representam a sensibilidade do consumo unitário às variações na temperatura média em cada mês do ano. A variável *tempmaio* não está incluída no modelo para evitar a multicolinearidade.

Esta especificação explica com precisão a sazonalidade do consumo. O modelo estimado, não inclui a variável preço unitário, já que, não resultou estatisticamente significativa em nenhuma das especificações aplicadas.

### 3.5.2. CEG Comerciais

#### 3.5.2.1. Clientes Totais

A saída do modelo para os clientes comerciais individuais da CEG é apresentada a seguir:

```
. regress lnuccegtotal tempene tempfeb tempmar tempabr tempjul tempago tempdic ano, r
```

Linear regression

```
Number of obs = 107
F( 8, 98) = 37.00
Prob > F = 0.0000
R-squared = 0.7146
Root MSE = .0449
```

lnuccegtotal	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% conf. interval]
tempene	-.0021358	.0004641	-4.60	0.000	-.0030567 -.0012149
tempfeb	-.0053174	.0006405	-8.30	0.000	-.0065885 -.0040463
tempmar	-.0045086	.0005407	-8.34	0.000	-.0055816 -.0034355
tempabr	-.0037994	.0007232	-5.25	0.000	-.0052345 -.0023642
tempjul	.0016799	.0007428	2.26	0.026	.0002059 .003154
tempago	.0025182	.0005681	4.43	0.000	.0013908 .0036455
tempdic	-.0011517	.0005417	-2.13	0.036	-.0022268 -.0000767
ano	-.0093951	.0017594	-5.34	0.000	-.0128866 -.0059035
_cons	24.98484	3.539751	7.06	0.000	17.96032 32.00936



O modelo estimado explica aproximadamente 71% da variabilidade no consumo unitário de gás natural canalizado. Todos os coeficientes estimados são estatisticamente significativos, pois representam 95% de confiança.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul). Pode-se observar a semelhança entre as duas séries o que indica um ajuste correto.



A constante ( $\_cons$ ) é o consumo autônomo em logaritmos, o coeficiente relacionado à variável ano é  $-0,00939$  que indica que em cada ano o consumo unitário diminui  $0,9\%$  e pode ser interpretado como uma tendência anual. Os coeficientes relacionados à  $temperatura\_mes$  representam a sensibilidade do consumo unitário à variações na temperatura média em cada mês do ano. As variáveis  $tempmai$ ,  $tempjun$ ,  $tempset$ ,  $tempout$ ,  $tempnov$  não estão incluídas no modelo porque não resultaram significativas.

Esta especificação explica com precisão a sazonalidade do consumo. O modelo estimado, não inclui a variável preço unitário, já que, não resultou estatisticamente significativa em nenhuma das especificações utilizadas. A possível explicação é que os consumidores reagem à tarifa para decidir a ligação das redes, mas uma vez ligados, dificilmente as variações em preços representem variações no consumo.

### 3.5.2.2. Clientes Individuais

A saída do modelo para os clientes comerciais da CEG é apresentada a seguir:



. regress lcucesgc tempene temfeb tempmar tempabr tempjul tempago tempdic ano, r

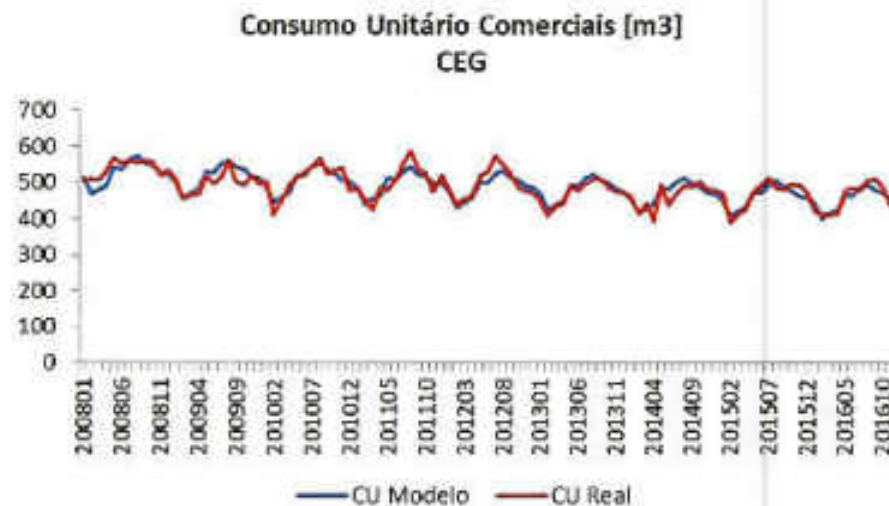
Linear regression

Number of obs = 107  
F( 8, 98) = 50.63  
Prob > F = 0.0000  
R-squared = 0.7745  
Root MSE = .04386

lcucesgc	coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% conf. Interval]	
tempene	-.0020162	.0004116	-4.90	0.000	-.002833	-.0011995
temfeb	-.0052175	.0005897	-8.85	0.000	-.0063877	-.0040473
tempmar	-.0044157	.0004755	-9.29	0.000	-.0053593	-.0034721
tempabr	-.0037025	.0007309	-5.07	0.000	-.0051529	-.002252
tempjul	.0016602	.0008128	2.04	0.044	.0000472	.0032732
tempago	.0024878	.0006531	3.81	0.000	.0011917	.0037838
tempdic	-.0012766	.0005018	-2.54	0.013	-.0022723	-.0002808
ano	-.0181508	.0016561	-10.96	0.000	-.0214374	-.0148643
_cons	42.74087	3.331813	12.83	0.000	36.12899	49.35274

O modelo estimado explica aproximadamente 77% da variabilidade no consumo unitário de gás natural canalizado. Todos os coeficientes estimados são estatisticamente significativos, pois representam 95% de confiança.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul). Pode-se observar a semelhança entre as duas séries o que indica um ajuste adequado.



A constante (*\_cons*) é o consumo autônomo em logaritmos, o coeficiente relacionado à variável ano é -0,01815 que indica que em cada ano o consumo unitário diminui 1,8% e pode ser interpretado como uma tendência anual. Os coeficientes relacionados à *temperatura\_mes* representam a sensibilidade do consumo unitário à variações na temperatura média em cada mês do ano.

Esta especificação explica com precisão a sazonalidade do consumo. O modelo estimado, não inclui a variável preço unitário, já que, não resultou estatisticamente significativa em nenhuma das especificações utilizadas.



3.5.2.3. Clientes Coletivos

A saída do modelo para os clientes comerciais coletivos da CEG é apresentada a seguir:

. regress Incuccegtotal\_concor tempene temfeb tempmar tempabr tempjul tempago tempdic ano, r

Linear regression

Number of obs = 107  
F( 8, 98) = 7.90  
Prob > F = 0.0000  
R-squared = 0.4423  
Root MSE = .08799

Incuccegtot-r	coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
tempene	-.0031264	.0008882	-3.52	0.001	-.004889	-.0013639
temfeb	-.0057512	.0014682	-3.92	0.000	-.0086648	-.0028377
tempmar	-.0055212	.0012273	-4.50	0.000	-.0079567	-.0030858
tempabr	-.0027672	.0011134	-2.49	0.015	-.0049767	-.0005578
tempjul	.0008285	.0015689	0.53	0.599	-.002285	.0039419
tempago	.0014134	.0010243	1.38	0.171	-.0006193	.0034461
tempdic	-.0019063	.0010135	-1.88	0.063	-.0039175	.0001049
ano	-.0145998	.0035563	-4.11	0.000	-.0216572	-.0075424
_cons	30.77236	7.157426	4.30	0.000	16.56868	44.97604

O modelo estimado explica aproximadamente 44% da variabilidade no consumo unitário de gás natural. O ajuste do modelo não é adequado e é por isso, que os resultados obtidos não são completamente confiáveis. Não é recomendável projetar com os resultados deste modelo.

Os coeficientes são significativos, pois representam 95%, exceto para *tempjul* e *tempago* que não resultaram significativos.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul). Pode-se observar a semelhança entre as duas séries o que indica um ajuste adequado.



A constante (*\_cons*) é o consumo autônomo em logaritmos, o coeficiente relacionado à variável *ano* é -0,0145998 que indica que em cada ano o consumo unitário diminui 1,4% e pode ser interpretado como uma tendência anual. Os coeficientes relacionados à *temperatura\_mes* representam a sensibilidade do consumo unitário à variações na temperatura média em cada mês do ano. As



variáveis *tempma1*, *tempjun*, *tempset*, *tempout*, *tempnov* não estão incluídas no modelo porque não resultaram significativas.

Recomenda-se não utilizar este modelo mensal para projetar as demandas dos clientes comerciais coletivos.

### 3.5.3. CEG Rio Residenciais

#### 3.5.3.1. Clientes Totais

A saída do modelo para os clientes residenciais totais da CEG Rio é apresentada a seguir:

```
. regress Incurcegr1 total tempene tempfeb tempmar tempabr tempjun tempjul tempago tempsep tempoct tempnov tempdic ano, r
Linear regression                               number of obs =    107
                                                F( 17,    94) =   72.60
                                                Prob > F      =  0.0000
                                                R-squared     =  0.8978
                                                Root MSE     =   .0645
```

Incurcegr1	coef.	Adjust. Std. Err.	t	P> t	[05% Conf. Interval]	[95% Conf. Interval]
tempene	-.0000287	.0011507	-0.02	0.980	-.0023135	.0022561
tempfeb	-.0033387	.0011805	-2.83	0.006	-.0056827	-.0009948
tempmar	-.0040028	.0009767	-4.10	0.000	-.0059421	-.0020635
tempabr	-.0018456	.0011222	-1.66	0.100	-.0040529	.0003626
tempjun	.0037261	.0010732	3.47	0.001	.0015952	.0058569
tempjul	.0058006	.0014482	4.01	0.000	.002925	.0086762
tempago	.0072380	.0012829	5.64	0.000	.004691	.0097854
tempsep	.0066727	.0011291	5.91	0.000	.004308	.0089145
tempoct	.0036094	.0011917	3.06	0.003	.0013032	.0060256
tempnov	.0017281	.0011984	1.44	0.153	-.0006514	.0041075
tempdic	-.0021947	.0009982	-2.20	0.030	-.0041767	-.0002128
ano	-.0600441	.0025552	-23.50	0.000	-.0651174	-.0549707
_cons	122.7948	5.189132	23.89	0.000	112.591	132.9987

O modelo estimado explica aproximadamente 90% da variabilidade no consumo unitário de gás natural canalizado. Geralmente os coeficientes estimados são estatisticamente significativos, pois representam 95% de confiança, salvo aquele de *tempene* (*temperatura de janeiro*), *tempabr* e *tempdic* que foram deixados no modelo porque não produzem mudanças significativas e ajudam a modelar melhor os consumos mensais.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul). Pode-se observar a semelhança entre as duas séries o que indica um ajuste satisfatório.





A constante (*\_cons*) é o consumo autônomo em logaritmos, o coeficiente relacionado à variável ano é -0,06 que indica que em cada ano o consumo unitário diminui 6% e pode ser interpretado como uma tendência anual.

Esta especificação explica com precisão a sazonalidade do consumo. O modelo estimado, não inclui a variável preço unitário, já que, não resultou estatisticamente significativa em nenhuma das especificações rodadas pelos mesmos motivos explicados no inciso da CEG.

### 3.5.3.2. Clientes Individuais

A saída do modelo para os clientes residenciais individuais da CEG Rio é apresentada a seguir:

```
. regress lcurcegrsc tempene tempfeb tempmar tempabr tempjun tempjul tempago tempsep tempoct tempnov tempdic ano, r
Linear regression                               number of obs =      107
                                                F( 12,   34) =    51.54
                                                Prob > F      =  0.0000
                                                R-squared     =  0.8585
                                                Root MSE     =  .05753
```

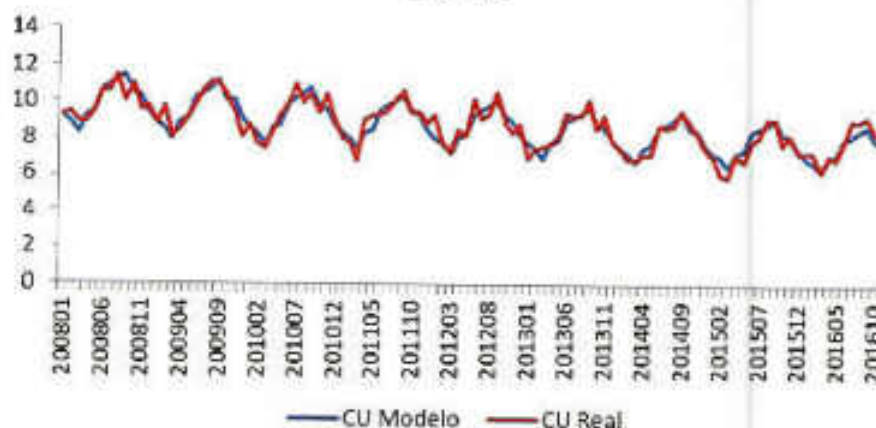
lcurcegrsc	coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
tempene	-.0007232	.000965	-0.75	0.455	-.0026391 .0011927
tempfeb	-.0019993	.001144	-1.79	0.076	-.004212 .0002133
tempmar	-.0046712	.000991	-4.71	0.000	-.0066388 -.0027036
tempabr	-.000819	.0009217	-0.89	0.376	-.002649 .001011
tempjun	.0054174	.0010612	5.11	0.000	.0023105 .0075243
tempjul	.0064846	.0011387	5.69	0.000	.0042236 .0087455
tempago	.0074871	.0009656	7.75	0.000	.0055699 .0094044
tempsep	.008586	.0010696	8.03	0.000	.0064623 .0107007
tempoct	.004503	.0009381	4.80	0.000	.0026403 .0063657
tempnov	.003628	.0010646	3.41	0.001	.0015143 .0057417
tempdic	.0001393	.0009994	0.14	0.889	-.001841 .0021236
ano	-.0344579	.0022161	-15.55	0.000	-.038858 -.0300577
_cons	71.43587	4.45691	16.03	0.000	62.58657 80.28518

O modelo estimado explica aproximadamente 86% da variabilidade no consumo unitário de gás natural canalizado. Em geral os coeficientes estimados são estatisticamente significativos, pois representam 95% de confiança, salvo aquele de *tempene* (*temperatura de janeiro*), *tempabr* e *tempdic* que foram deixados no modelo porque não produzem mudanças significativas e ajudam a modelar melhor os consumos mensais.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul). Pode-se observar semelhança entre as duas séries o que indica um ajuste adequado.



Consumo Unitário Residenciais [m3]  
CEG Rio



A constante ( $\_cons$ ) é o consumo autônomo em logaritmos, o coeficiente relacionado à variável ano é -0,03446 que indica que em cada ano o consumo unitário diminui 3,4% e pode ser interpretado como uma tendência anual.

Esta especificação explica com precisão a sazonalidade do consumo. O modelo estimado, não inclui a variável preço unitário, já que, não resultou estatisticamente significativa em nenhuma das especificações utilizadas pelos mesmos motivos explicados no inciso da CEG.

### 3.5.3.3. Clientes Coletivos

A saída do modelo para os clientes residenciais coletivos da CEG Rio é apresentada a seguir:

```
. regress Incurcegr1_e tempere tempab tempair tempjun tempjul tempago tempset tempoct tempnov tempdic ano, r
```

Linear regression

Number of obs = 107  
F(12, 94) = 9.73  
Prob > F = 0.0000  
R-squared = 0.5367  
Root MSE = .34757

Incurcegr1_e	coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]
tempere	.0058066	.0022341	2.60	0.011	.0013702 .0102421
tempab	-.0063113	.0020509	-3.08	0.003	-.0022429 -.0103872
tempair	.0021389	.0017261	1.23	0.073	-.0002583 .0045561
tempjun	.0025665	.0021203	0.27	0.790	-.0016433 .0067762
tempjul	.001607	.0023238	0.73	0.467	-.0025171 .0063111
tempago	.0073646	.0029049	0.73	0.465	-.0036755 .0079002
tempset	.004057	.0022556	1.80	0.075	-.0021922 .0129369
tempoct	-.0007722	.0028637	-0.28	0.784	-.0063455 .0048031
tempnov	.0016686	.0022727	0.61	0.542	-.0037472 .0070843
tempdic	-.0043679	.0020755	-2.11	0.037	-.0065089 -.0022269
ano	-.0466703	.0064005	-7.29	0.000	-.059962 .0162786
_cons	-93.09749	12.87927	-7.23	0.000	-118.6896 -67.52559

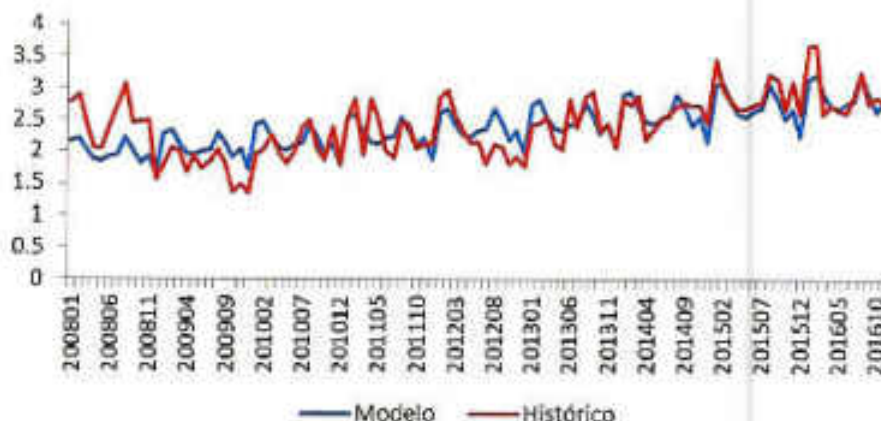
O modelo estimado explica aproximadamente 54% da variabilidade no consumo unitário de gás natural canalizado. O ajuste do modelo não é adequado e é por isso que os resultados obtidos não são confiáveis.

Algumas das variáveis de temperatura por mês não são significativas, incrementando o problema de validade da saída do modelo. Apresenta uma tendência anual crescente e significativa.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul). Pode-se observar a semelhança entre as duas séries o que indica um ajuste adequado.



Consumo Unitário Residenciais [m3]  
CEG Rio



A constante (*\_cons*) é o consumo autônomo em logaritmos. O coeficiente relacionado à variável ano é 0.046 que indica que em cada ano o consumo unitário aumenta 4,6% e pode ser interpretado como uma tendência anual.

Recomenda-se não utilizar este modelo mensal para projetar as demandas dos clientes residenciais coletivos.

### 3.5.4. CEG Rio Comerciais

#### 3.5.4.1. Clientes Totais

A saída do modelo para os clientes residenciais totais coletivos da CEG Rio é apresentada a seguir:

. regress Inuccegriototal tempago tempsep tempdic ano, r

Linear regression

Number of obs = 107  
F( 4, 102) = 117.01  
Prob > F = 0.0000  
R-squared = 0.8015  
Root MSE = .06998

Inuccegr-i-1	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
tempago	.0019637	.0011276	1.74	0.085	-.0002729	.0042002
tempsep	.0014906	.0006087	2.45	0.016	.0002832	.0026981
tempdic	-.0021207	.0010749	-1.97	0.051	-.0042528	.0000114
ano	-.0530924	.0025134	-21.12	0.000	-.0580776	-.0481071
_cons	112.6673	5.059038	22.27	0.000	102.6327	122.7019

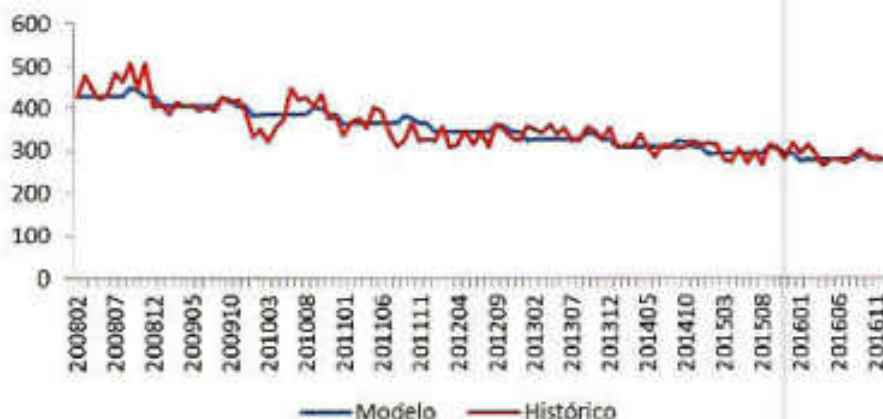
O modelo estimado explica aproximadamente 80% da variabilidade no consumo unitário de gás natural canalizado. Todos os coeficientes estimados são estatisticamente significativos, pois representam 95% de confiança, exceto *tempago*. As variáveis *tempene*, *tempfeb*, *tempmar*, *tempabr*, *tempmai*, *tempjun*, *tempjul*, *tempct* não foram incluídas porque não são significativas.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul).





Consumo Unitário Comerciais Totais [m3]  
CEG Rio



Esta especificação explica com menor precisão a sazonalidade do consumo que as outras regressões. Isto é porque a série é muito volátil e não apresenta ciclos regulares como as demais. Mas pode-se apreciar que em linhas gerais o ajuste do modelo é satisfatório. A estimativa não inclui a variável preço unitário, já que, não resultou estatisticamente significativa em nenhuma das especificações utilizadas.

**3.5.4.2. Clientes Individuais**

A saída do modelo para os clientes comerciais da CEG Rio é apresentada a seguir:

. regress lccucegriosc tempago tempsep tempdic ano, r

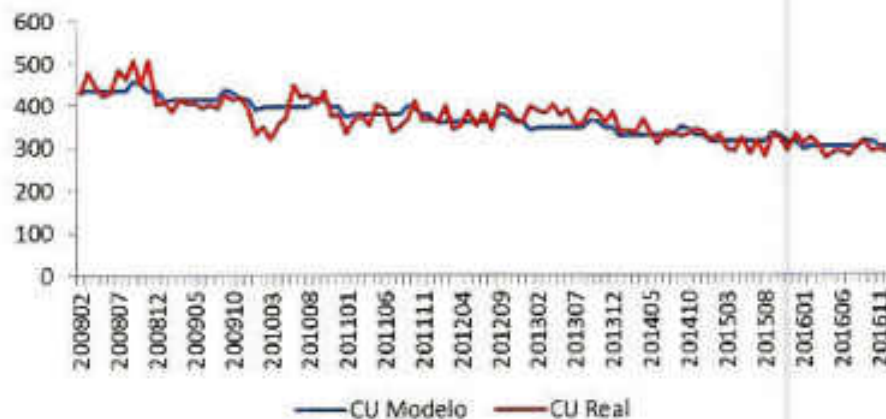
Linear regression

Number of obs = 107  
F( 4, 102) = 86.89  
Prob > F = 0.0000  
R-squared = 0.7403  
Root MSE = .07084

lccucegriosc	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
tempago	-.0022676	.0009263	2.45	0.016	-.0004303	.004105
tempsep	.0016979	.0007209	2.36	0.020	.0002681	.0031278
tempdic	-.0020849	.0012142	-1.72	0.089	-.0044933	.0003234
ano	-.0448311	.0025302	-17.72	0.000	-.0498498	-.0398124
_cons	96.0923	5.091963	18.87	0.000	85.99241	106.1922

O modelo estimado explica aproximadamente 74% da variabilidade no consumo unitário de gás natural canalizado. Todos os coeficientes estimados são estatisticamente significativos, pois representam 95% de confiança.

O gráfico a seguir mostra a série do consumo unitário observado ou real (linha vermelha) e o consumo estimado pelo modelo (linha azul).

Consumo Unitário Comerciais [m3]  
CEG Rio

Esta especificação explica com menor precisão a sazonalidade do consumo que as outras regressões. Isto é porque a série é muito volátil e não apresenta ciclos regulares como as demais. Mas é possível observar que em linhas gerais o ajuste do modelo é satisfatório. A estimativa não inclui a variável preço unitário, já que, não resultou estatisticamente significativa em nenhuma das especificações utilizadas.

### 3.5.4.3. Clientes Coletivos

A saída do modelo para os clientes coletivos comerciais da CEG Rio é apresentada a seguir:

```
. regress var299 tempago tempsep tempdic ano, r
```

Linear regression

Number of obs = 65  
F( 4, 60) = 5.78  
Prob > F = 0.0005  
R-squared = 0.2055  
Root MSE = .26375

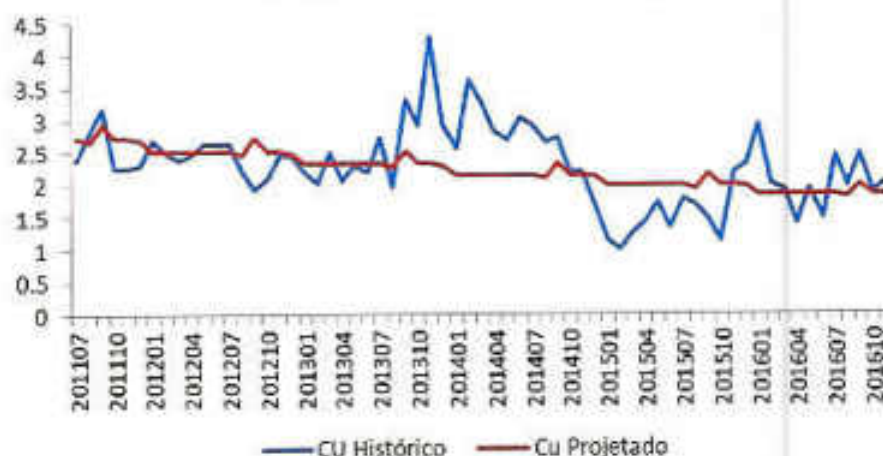
var299	Coef.	Robust Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
tempago	-.0009365	.0030224	-0.31	0.758	-.0069822	.0051092
tempsep	.0033578	.0049743	0.68	0.502	-.0065923	.0133079
tempdic	-.0003413	.0033009	-0.10	0.918	-.006944	.0062615
ano	-.0794669	.0170427	-4.66	0.000	-.1135573	-.0453764
_cons	160.8076	34.30231	4.69	0.000	92.19273	229.4224

Uma diferença importante com os demais modelos é que neste caso há menos dados disponíveis. O período considerado abarca desde julho de 2011 até setembro de 2016.

O modelo utilizado não apresenta um ajuste satisfatório. A variabilidade no consumo unitário de gás natural canalizado explicada pelo modelo é de somente 20%. Os coeficientes das variáveis "temperatura por mês" não resultaram significativos.



CU Comercial CEG Rio (Coletivos)



O coeficiente relacionado à variável ano é -0,79 que indica que em cada ano o consumo tem uma queda de 7,9% e pode ser interpretado como uma tendência anual. O valor é significativo na regressão, igual que a constante.

Recomenda-se não utilizar este modelo mensal para projetar as demandas dos clientes comerciais coletivos.

### 3.6. Projeções do Consumo Unitário

As projeções por categoria e distribuidora são realizadas empregando o modelo econométrico ajustado na seção anterior. É preciso supor a temperatura média mensal nos próximos 5 anos. A utilização deste modelo significa que a tendência no consumo será a mesma que foi observada nos últimos anos e que os consumidores manterão a mesma reação às variações na temperatura. Uma projeção alternativa é supor que o consumo unitário será mantido constante a partir de um determinado momento do tempo. Isto é, o consumo atingiu um mínimo e a tendência decrescente registrada no passado será detida.

Nesta seção apresentamos as projeções baseadas nestas duas alternativas:

- Aplicação do modelo econométrico com tendência decrescente durante todo o período
- Aplicação do modelo econométrico com tendência decrescente até um determinado momento do tempo, onde o consumo será mantido constante, ou diretamente, manter durante todo o ciclo tarifário projetado o consumo do último ano.

O insumo necessário para a projeção, independentemente da alternativa utilizada, é a temperatura.

Em razão de que a temperatura média no Brasil não apresenta variações consideráveis, neste estudo supomos que os valores registrados em 2015 serão repetidos em cada um dos anos do próximo ciclo tarifário. No caso de requerer projeções mudando estas suposições será factível fazer estimativas alternativas.

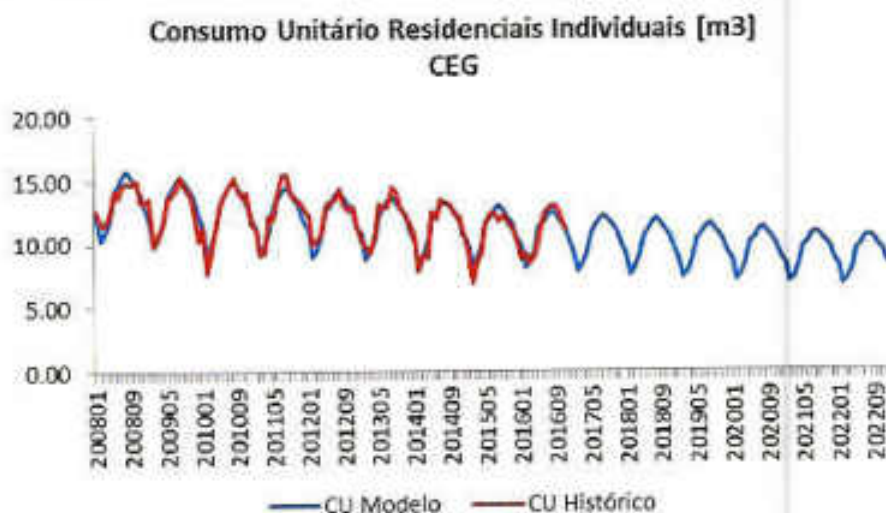
A seguir serão apresentados os gráficos com os valores históricos e as projeções realizadas junto com as tabelas que contêm os consumos unitários projetados. Nas colunas "Data" das tabelas indica-se um número de 6 dígitos. Os primeiros quatro números correspondem ao ano do consumo unitário analisado e os últimos dois dígitos, ao mês.

#### 3.6.1. Modelo Econométrico CEG Residenciais



**3.6.1.1. Clientes Totais**

Neste inciso, são apresentadas as projeções dos consumos unitários residenciais totais da CEG. No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado pelo modelo.



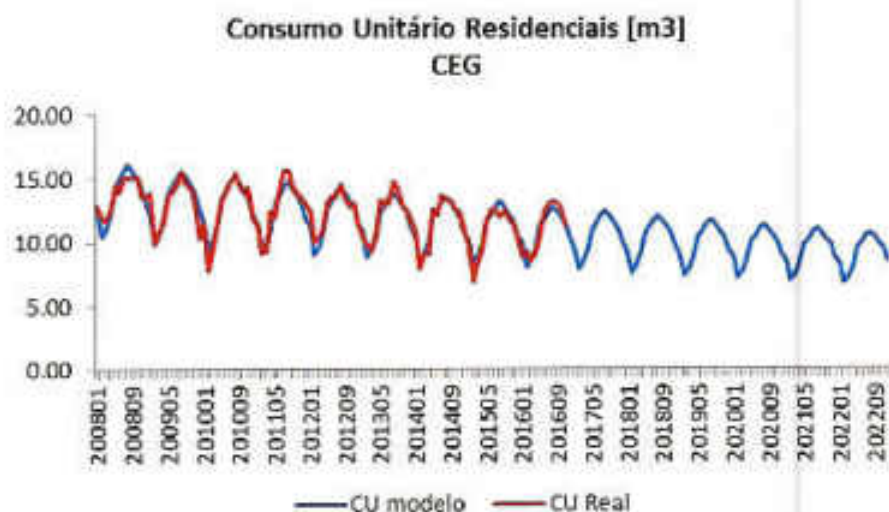
Na seguinte tabela é possível visualizar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

Tabela 13: Projeções de consumo unitário residencial CEG. Total de clientes

Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	9,43	9,16	8,90	8,65	8,40	8,16
2	7,78	7,56	7,34	7,14	6,93	6,74
3	8,27	8,03	7,81	7,58	7,37	7,16
4	9,19	8,93	8,67	8,43	8,19	7,95
5	10,91	10,60	10,30	10,00	9,72	9,44
6	11,36	11,04	10,72	10,42	10,12	9,83
7	11,98	11,64	11,31	10,99	10,68	10,37
8	12,27	11,92	11,58	11,25	10,93	10,62
9	11,89	11,55	11,22	10,90	10,59	10,29
10	11,35	11,02	10,71	10,40	10,11	9,82
11	10,88	10,57	10,27	9,98	9,69	9,42
12	9,80	9,52	9,25	8,99	8,73	8,48

**3.6.1.2. Clientes Individuais**

Neste inciso, são apresentadas as projeções dos consumos unitários residenciais individuais da CEG. No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado pelo modelo.



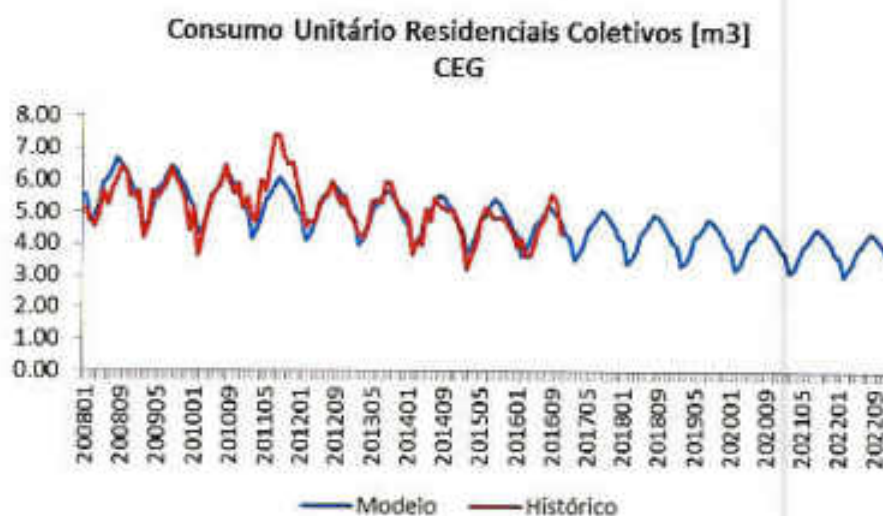
Na seguinte tabela é possível visualizar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

Tabela 14: Projeções de consumo unitário residencial CEG. Clientes Individuais

Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	9,56	9,29	9,02	8,76	8,51	8,27
2	7,87	7,65	7,43	7,22	7,01	6,81
3	8,37	8,13	7,89	7,67	7,45	7,24
4	9,33	9,06	8,80	8,55	8,30	8,07
5	11,02	10,70	10,40	10,10	9,81	9,53
6	11,50	11,17	10,85	10,54	10,24	9,94
7	12,14	11,79	11,46	11,13	10,81	10,50
8	12,43	12,08	11,73	11,39	11,07	10,75
9	12,03	11,68	11,35	11,02	10,71	10,40
10	11,49	11,16	10,85	10,53	10,23	9,94
11	11,01	10,69	10,38	10,09	9,80	9,52
12	9,91	9,62	9,35	9,08	8,82	8,57

### 3.6.1.3. Clientes Coletivos

Neste inciso, são apresentadas as projeções dos consumos unitários residenciais coletivos da CEG. No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado pelo modelo.



Na seguinte tabela é possível visualizar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

Tabala 15: Projeções de consumo unitário residencial CEG. Clientes Coletivos

Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	4,20	4,08	3,96	3,84	3,73	3,62
2	3,55	3,45	3,34	3,25	3,15	3,06
3	3,70	3,59	3,48	3,38	3,28	3,18
4	4,03	3,91	3,80	3,68	3,57	3,47
5	4,50	4,37	4,24	4,11	3,99	3,87
6	4,64	4,50	4,37	4,24	4,11	3,99
7	4,88	4,74	4,60	4,46	4,33	4,20
8	5,11	4,96	4,82	4,67	4,53	4,40
9	5,00	4,85	4,71	4,57	4,43	4,30
10	4,79	4,64	4,51	4,37	4,24	4,12
11	4,57	4,44	4,30	4,18	4,05	3,93
12	4,22	4,10	3,98	3,86	3,75	3,64

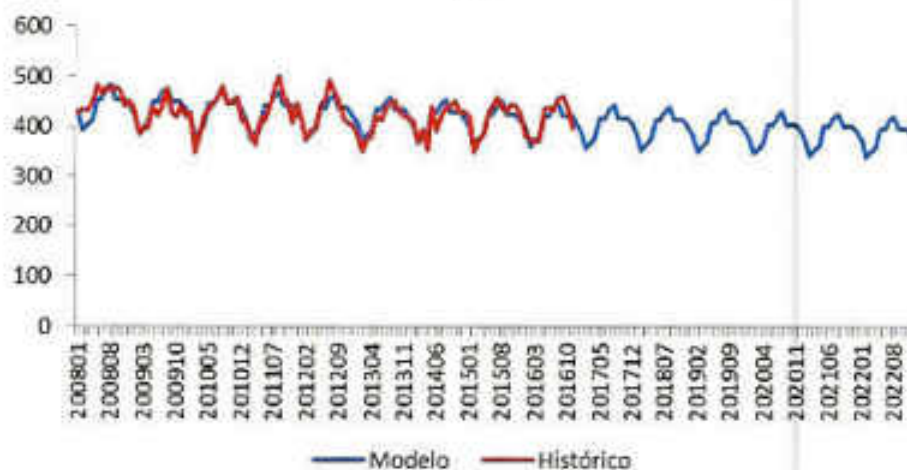
### 3.6.2. Modelo Econométrico CEG Comerciais

#### 3.6.2.1. Clientes Totais

Neste inciso, são apresentadas as projeções dos consumos unitários comerciais totais da CEG. No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado por o modelo.



**Consumo Unitário Comerciais Totais [m3]  
CEG**



Na tabela a seguir é possível observar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

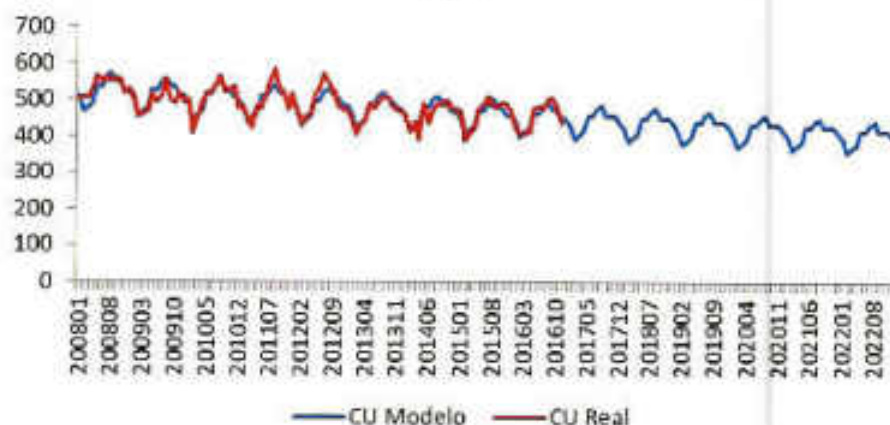
Tabela 16: Projeções de consumo unitário comercial CEG, Total de clientes

Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	391,13	387,47	383,85	380,26	376,70	373,18
2	357,24	353,90	350,59	347,31	344,06	340,85
3	368,47	365,02	361,61	358,23	354,88	351,56
4	378,11	374,58	371,08	367,61	364,17	360,76
5	417,77	413,86	409,99	406,16	402,36	398,60
6	417,77	413,86	409,99	406,16	402,36	398,60
7	435,04	430,97	426,94	422,95	419,00	415,08
8	443,94	439,79	435,68	431,61	427,57	423,57
9	417,77	413,86	409,99	406,16	402,36	398,60
10	417,77	413,86	409,99	406,16	402,36	398,60
11	417,77	413,86	409,99	406,16	402,36	398,60
12	404,24	400,46	396,72	393,01	389,33	385,69

### 3.6.2.2. Clientes Individuais

Neste inciso, são apresentadas as projeções dos consumos unitários comerciais de CEG. No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado por o modelo.

Consumo Unitário Comerciais [m3]  
CEG



Na tabela a seguir é possível observar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

Tabela 17 : Projeções de consumo unitário comercial CEG. Clientes Individuais

Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	432,03	424,26	416,63	409,14	401,78	394,55
2	394,31	387,22	380,25	373,41	366,69	360,10
3	406,56	399,24	392,06	385,01	378,09	371,28
4	417,18	409,68	402,31	395,07	387,97	380,99
5	459,76	451,49	443,37	435,40	427,56	419,87
6	459,76	451,49	443,37	435,40	427,56	419,87
7	478,55	469,94	461,49	453,18	445,03	437,03
8	488,21	479,43	470,81	462,34	454,02	445,86
9	459,76	451,49	443,37	435,40	427,56	419,87
10	459,76	451,49	443,37	435,40	427,56	419,87
11	459,76	451,49	443,37	435,40	427,56	419,87
12	443,29	435,32	427,49	419,80	412,25	404,84

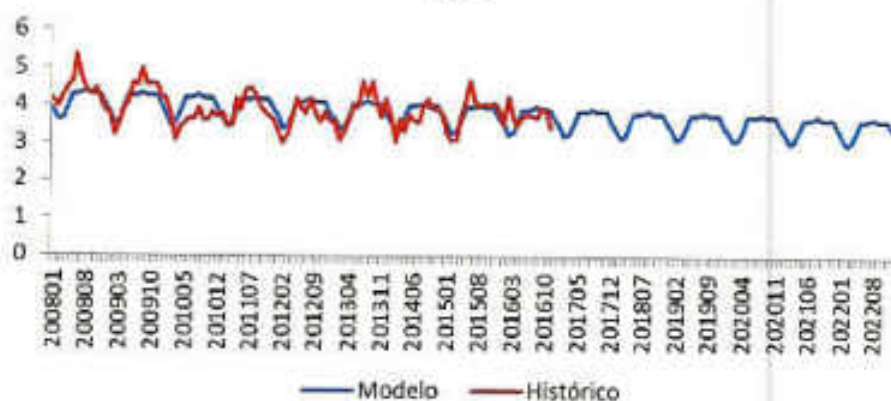
3.5.2.3. Clientes Coletivos

Neste inciso, são apresentadas as projeções dos consumos unitários comerciais dos clientes coletivos da CEG. É importante considerar que a regressão apresenta problemas de ajuste e de significância estatística das variáveis e não é recomendável sua utilização em projeções.

No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado pelo modelo.



Consumo Unitário Comerciais Coletivos [m3]  
CEG



Na tabela a seguir é possível observar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

Tabela 18: Projeções de consumo unitário comercial CEG. Clientes Coletivos.

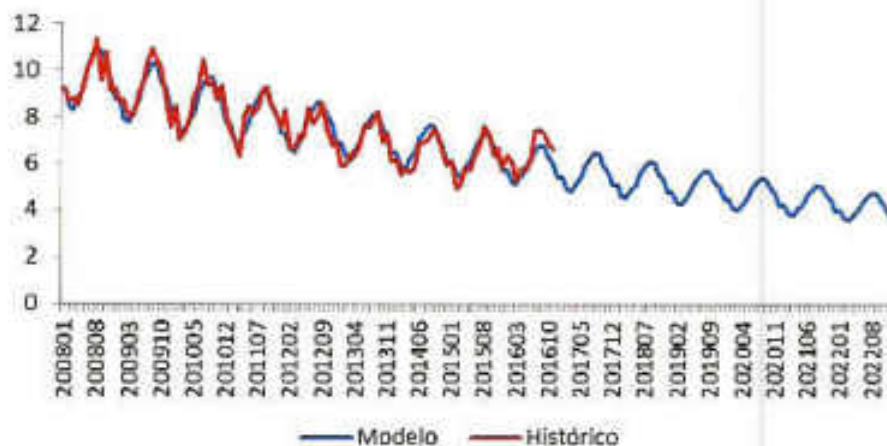
Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	3,46	3,42	3,38	3,34	3,30	3,26
2	3,22	3,18	3,14	3,10	3,07	3,03
3	3,27	3,23	3,19	3,15	3,12	3,08
4	3,54	3,50	3,46	3,42	3,38	3,34
5	3,86	3,82	3,77	3,73	3,68	3,64
6	3,86	3,82	3,77	3,73	3,68	3,64
7	3,88	3,84	3,79	3,75	3,70	3,66
8	3,94	3,89	3,85	3,80	3,76	3,71
9	3,86	3,82	3,77	3,73	3,68	3,64
10	3,86	3,82	3,77	3,73	3,68	3,64
11	3,86	3,82	3,77	3,73	3,68	3,64
12	3,61	3,57	3,53	3,49	3,44	3,40

### 3.6.3. Modelo Econométrico CEG Rio Residenciais

#### 3.6.3.1. Clientes Totais

Neste item, são apresentadas as projeções dos consumos unitários residenciais totais de CEG Rio. No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado por o modelo.

Consumo Unitário Residenciais Individuais [m3]  
CEG Rio



Na seguinte tabela é possível visualizar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

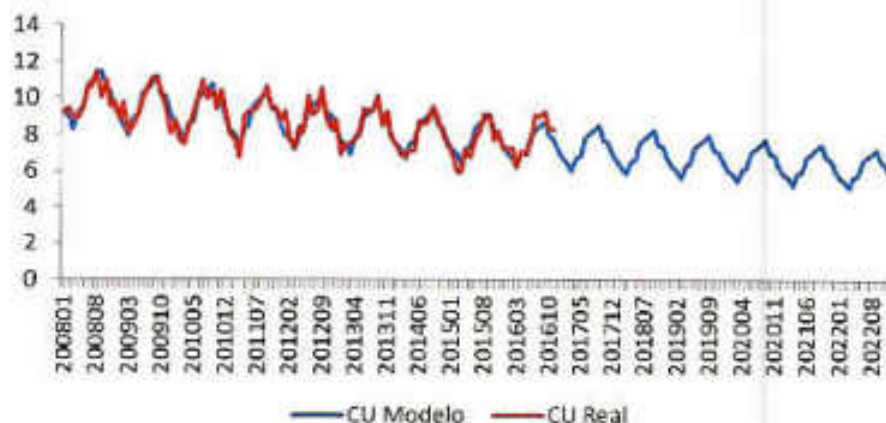
Tabela 19: Projeções de consumo unitário residencial CEG Rio. Total de clientes

Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	5,39	5,08	4,78	4,50	4,24	3,99
2	4,89	4,61	4,34	4,09	3,85	3,62
3	4,83	4,55	4,28	4,03	3,80	3,58
4	5,14	4,84	4,56	4,29	4,04	3,81
5	5,40	5,08	4,79	4,51	4,24	4,00
6	5,89	5,55	5,22	4,92	4,63	4,36
7	6,21	5,85	5,51	5,18	4,88	4,60
8	6,43	6,05	5,70	5,37	5,05	4,76
9	6,38	6,01	5,66	5,33	5,02	4,72
10	5,92	5,58	5,25	4,94	4,66	4,38
11	5,64	5,31	5,00	4,71	4,44	4,18
12	5,07	4,77	4,50	4,23	3,99	3,75

### 3.6.3.2. Clientes Individuais

Neste item, são apresentadas as projeções dos consumos unitários residenciais dos clientes individuais da CEG Rio. No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado pelo modelo.

Consumo Unitário Residenciais [m3]  
CEG Rio



Na seguinte tabela é possível visualizar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

Tabela 20: Projeções de consumo unitário residencial CEG Rio. Clientes Individuais.

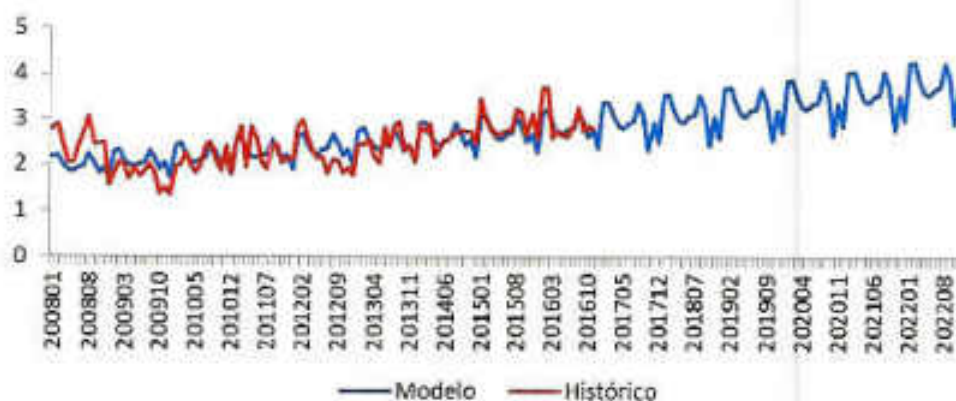
Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	6,77	6,54	6,32	6,10	5,90	5,70
2	6,52	6,30	6,09	5,88	5,68	5,49
3	6,08	5,87	5,67	5,48	5,29	5,11
4	6,77	6,54	6,32	6,11	5,90	5,70
5	6,92	6,68	6,46	6,24	6,03	5,82
6	7,86	7,59	7,33	7,09	6,85	6,61
7	8,09	7,82	7,55	7,30	7,05	6,81
8	8,29	8,01	7,74	7,48	7,22	6,98
9	8,58	8,29	8,01	7,74	7,48	7,22
10	7,75	7,49	7,23	6,99	6,75	6,52
11	7,60	7,34	7,09	6,85	6,62	6,40
12	6,95	6,71	6,48	6,26	6,05	5,85

**3.6.3.3. Clientes Coletivos**

Neste item, são apresentadas as projeções dos consumos unitários residenciais dos clientes coletivos da CEG Rio. É importante considerar que a regressão apresenta problemas de ajuste e de significância estatística das variáveis e não é recomendável sua utilização em projeções.

No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado por o modelo.

**Consumo Unitário Residenciais [m3]**  
**CEG Rio**



Na seguinte tabela é possível visualizar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

Tabela 21: Projeções de consumo unitário residencial CEG Rio. Clientes Coletivos.

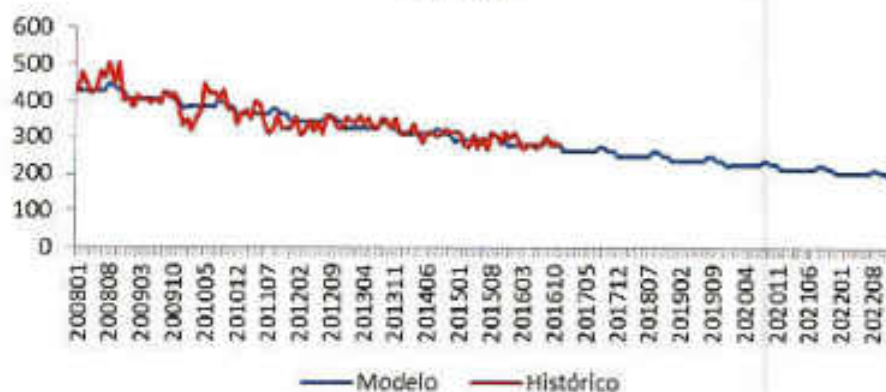
Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	3,37	3,53	3,70	3,88	4,06	4,26
2	3,40	3,56	3,73	3,91	4,09	4,29
3	3,08	3,22	3,38	3,54	3,71	3,88
4	2,86	3,00	3,14	3,29	3,45	3,61
5	2,82	2,95	3,10	3,24	3,40	3,56
6	2,93	3,07	3,22	3,37	3,54	3,71
7	2,97	3,11	3,26	3,41	3,58	3,75
8	3,38	3,55	3,72	3,89	4,08	4,27
9	3,12	3,27	3,43	3,59	3,76	3,94
10	2,32	2,43	2,55	2,67	2,80	2,93
11	2,94	3,08	3,23	3,39	3,55	3,72
12	2,49	2,61	2,73	2,86	3,00	3,14

**3.6.4. Modelo Econométrico CEG Rio Comerciais**

**3.6.4.1. Clientes Totais**

Neste inciso, são apresentadas as projeções dos consumos unitários comerciais dos clientes totais da CEG Rio. No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado por o modelo.

Consumo Unitário Comerciais [m3]  
CEG Rio



Na tabela a seguir é possível observar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

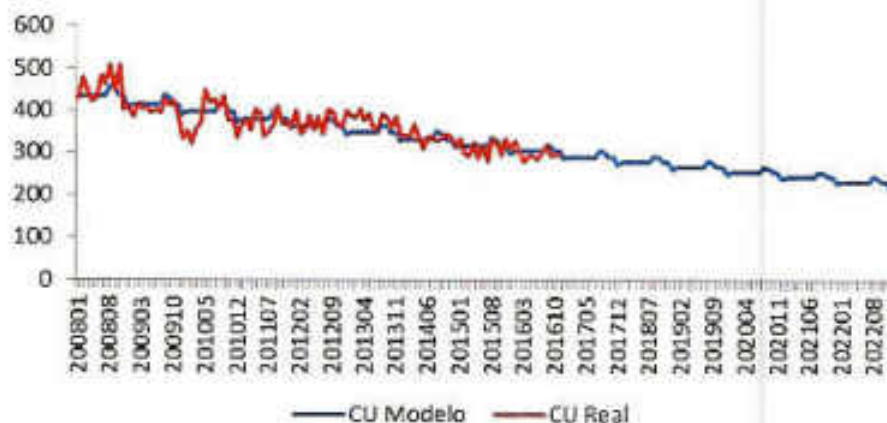
Tabela 22: Projeções de consumo unitário comercial CEG Rio. Total de clientes

Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	265,05	251,35	238,35	226,03	214,34	203,26
2	265,05	251,35	238,35	226,03	214,34	203,26
3	265,05	251,35	238,35	226,03	214,34	203,26
4	265,05	251,35	238,35	226,03	214,34	203,26
5	265,05	251,35	238,35	226,03	214,34	203,26
6	265,05	251,35	238,35	226,03	214,34	203,26
7	265,05	251,35	238,35	226,03	214,34	203,26
8	277,92	263,55	249,92	237,00	224,74	213,12
9	275,18	260,95	247,45	234,66	222,53	211,02
10	265,05	251,35	238,35	226,03	214,34	203,26
11	265,05	251,35	238,35	226,03	214,34	203,26
12	249,47	236,57	224,34	212,74	201,74	191,31

### 3.6.4.2. Clientes Individuais

Neste inciso, são apresentadas as projeções dos consumos unitários comerciais dos clientes individuais da CEG Rio. No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado por o modelo.

Consumo Unitário Comerciais [m3]  
CEG Rio



Na tabela a seguir é possível observar os valores dos consumos projetados para o período de 2017-2022.

Tabela 23: Projeções de consumo unitário comercial CEG Rio. Clientes Individuais.

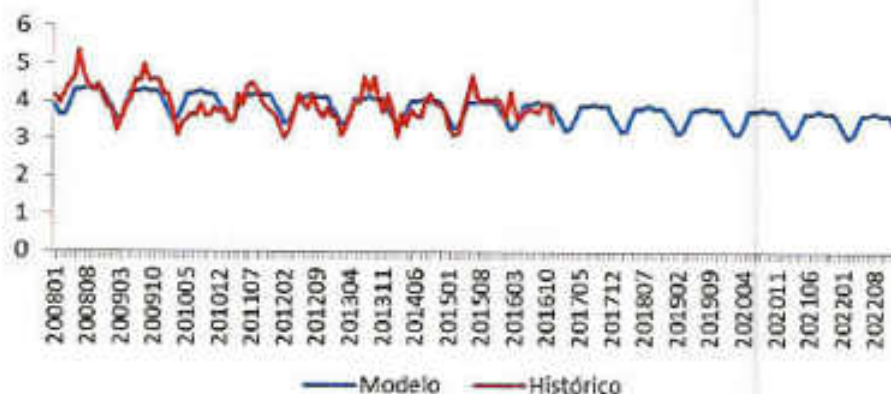
Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	289,45	276,76	264,62	253,02	241,93	231,32
2	289,45	276,76	264,62	253,02	241,93	231,32
3	289,45	276,76	264,62	253,02	241,93	231,32
4	289,45	276,76	264,62	253,02	241,93	231,32
5	289,45	276,76	264,62	253,02	241,93	231,32
6	289,45	276,76	264,62	253,02	241,93	231,32
7	289,45	276,76	264,62	253,02	241,93	231,32
8	305,73	292,33	279,51	267,26	255,54	244,34
9	302,03	288,78	276,12	264,02	252,44	241,38
10	289,45	276,76	264,62	253,02	241,93	231,32
11	289,45	276,76	264,62	253,02	241,93	231,32
12	272,71	260,75	249,32	238,39	227,94	217,95

### 3.6.4.3. Clientes Coletivos

Neste item, são apresentadas as projeções dos consumos unitários comerciais dos clientes coletivos da CEG Rio. É importante considerar que a regressão apresenta problemas de ajuste e de significância das variáveis e não é recomendável sua utilização em projeções.

No gráfico, a linha vermelha indica o consumo unitário real e a linha azul aquele projetado por o modelo.

Consumo Unitário Comerciais [m3]  
CEG



Na tabela a seguir é possível observar os valores dos consumos projetados para o período 2017-2022.

Tabela 24: Projeções de consumo unitário comercial CEG Rio. Clientes Coletivos.

Mês	Consumo unitário [m3]					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
1	1,69	1,56	1,44	1,33	1,23	1,13
2	1,69	1,56	1,44	1,33	1,23	1,13
3	1,69	1,56	1,44	1,33	1,23	1,13
4	1,69	1,56	1,44	1,33	1,23	1,13
5	1,69	1,56	1,44	1,33	1,23	1,13
6	1,69	1,56	1,44	1,33	1,23	1,13
7	1,69	1,56	1,44	1,33	1,23	1,13
8	1,65	1,52	1,41	1,30	1,20	1,11
9	1,83	1,69	1,57	1,45	1,34	1,23
10	1,69	1,56	1,44	1,33	1,23	1,13
11	1,69	1,56	1,44	1,33	1,23	1,13
12	1,67	1,54	1,43	1,32	1,22	1,12

Finalmente o consumo unitário das categorias residências e comerciais é projetado em queda até o final do próximo ciclo tarifário. Em alguns tipos de clientes a queda projetada é maior, apresentado diferentes porcentagens segundo a categoria deles:

- Residencial: CEG= 2,8%  
CEG Rio= 5,8%
- Comercial: CEG= 0,9%  
CEG Rio= 5,2%



## 4. Fatores à considerar na projeção do consumo unitário de gás canalizado

### 4.1. Expectativas sobre uso de aquecedores de água

Os usuários potenciais, aqueles que hoje não estão ligados à rede, mas poderão fazê-lo, terão um consumo médio que também dependerá dos usos do gás canalizado. No caso de predominar as ligações que só utilizarem o fogão, o consumo unitário destes usuários novos será inferior ao dos já existentes. Como o consumo dos últimos clientes ligados à rede arrasta ao consumo médio, é de se esperar que o consumo unitário do próximo período seja menor que o consumo médio do último período.

É necessário analisar as causas do baixo consumo unitário do gás. A de maior relevância é a utilização do serviço somente no fogão para cocção de alimentos, fato que origina a pergunta de por que esses usuários não utilizam o gás em outras atividades, principalmente para o aquecimento de água. Os determinantes mais importantes são: 1) o fato de não possuírem pontos de gás e de duas torneiras para instalar o aquecedor, 2) custo do aparelho e 3) falta de interesse. Os primeiros fazem referência aos custos de instalação, principalmente em domicílios antigos, no entanto o último está relacionado com o medo ou desconfiança, assim como, ao hábito da utilização de chuveiros elétricos.

Outro determinante a ser considerado para a estimativa do futuro do consumo médio, são os substitutos do gás canalizado. Tradicionalmente, o GLP é a alternativa para o fogão e a energia elétrica para aquecer água. Porém, nos últimos anos, o uso de sistemas de aquecimento solar tem sido fortalecido no resto do mundo e também no Brasil. No Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 elaborado pelo Ministério de Minas e Energia em 2015 é possível ler:

“Para o aquecimento de água para banho, estimou-se o consumo evitado de eletricidade de 6,7 TWh em 2024. Além do maior uso de gás natural em substituição a chuveiros elétricos, admitiu-se forte crescimento na utilização de sistemas de aquecimento solar (SAS) atingindo uma penetração de 13,6% em 2024, resultado conjunto do mercado autônomo de SAS no Brasil, do Programa Minha Casa Minha Vida e do Programa de Eficiência Energética do PEE da ANEEL, com mais de 3 milhões de residências até 2018, meta da terceira fase do Programa. Após 2018, o incremento anual é mantido até que o país atinja 3 m<sup>2</sup> de painel solar por domicílio que usa o sistema de aquecimento solar (SAS), que é considerado como meta conservadora para a Europa em 2020”.

Analisando os resultados do estudo desenvolvido por Jessica Filipini Frigo<sup>1</sup> sobre uma comparativa de um sistema aquecimento de água convencional e outro com apoio solar, pode-se comprovar a maior eficiência desse último equipamento. Isto faz com que a tendência no aquecimento de água sanitária esteja direcionada a diminuição do consumo de gás, levando a uma queda no consumo unitário de gás.

### 4.2. Expectativas do uso de gás para cozinhar

Diferentes fontes estatísticas comprovam que no Brasil existe uma forte tendência a comer fora da casa. Segundo dados do IBGE, o brasileiro gasta aproximadamente 25% de sua renda com alimentação fora do lar. A Associação de Bares e Restaurantes (ABRASEL) estima que o setor

<sup>1</sup> Estudo Comparativo dos Custos de Aquecedores de Passagem Individual a Gás e um Sistema de Aquecimento Centralizado a Gás com Apoio Solar para Aquecimento de Água em Edifícios Residenciais Multifamiliares, Florianópolis 2014.





represente, hoje, 2,7% do PIB brasileiro. Já a Associação Brasileira das Indústrias da Alimentação (ABIA) destaca que o setor tem crescido uma média anual de 14,2%. Apesar da crise econômica ter diminuído o poder de compra dos brasileiros, alguns não mudaram seus hábitos alimentares, como o de se alimentar fora do lar. A indústria Food Service faturou no ano de 2012, R\$ 242,8 bilhões de reais, representando uma importante contribuição para o setor alimentício como um todo, que faturou R\$ 431,6 bilhões<sup>2</sup>. Estes dados coincidem com os do Datamonitor citados numa publicação sobre despesas com comida rápida na Espanha<sup>3</sup>. Segundo este estudo, o Brasil é um dos países com despesas em comidas rápidas mais elevadas do planeta, junto com os Estados Unidos, Japão, China e Índia. Entre 2007 e 2013 as despesas totais no setor tiveram um aumento de 120% no Brasil, sendo superado somente pela China. O gasto com fast food por habitante no Brasil em 2014 foi de 265 reais, e o consumo deve crescer 30,88% até 2019 — uma das maiores expectativas entre os países estudados, juntamente com Espanha (48,61%) e China (23,99%)<sup>4</sup>.

O faturamento do setor de foodservice, ou alimentação fora do lar, cresceu 6,2% em 2015, evolução maior que os 5,2% registrados em 2016. Para 2017, o setor espera crescer 10,9%, apesar da inflação alta e a crise. O gasto dos brasileiros com refeições fora do lar é altíssimo. De acordo com a pesquisa “Refeição Asserit Preço Médio 2014”, realizada pela Asserit (Associação das Empresas de Refeição e Alimentação Convênio para o Trabalhador) junto com o instituto Data Folha, o valor, que equivale a 91,6% do salário mínimo nacional, é o custo do consumo diário de uma refeição completa fora de casa (comida, bebida, sobremesa e café) levando em conta uma semana com cinco dias de trabalho. Para aqueles que também trabalham aos sábados, a despesa com a refeição na hora do almoço sobe para R\$ 783,64, ultrapassando o piso nacional de R\$ 724.

A crise e a falta de tempo tem feito com que os brasileiros gastem cada vez mais em Food Service. As refeições prontas congeladas, em alta entre os adeptos da alimentação fora do lar, tem sido uma opção saudável, prática e rápida para quem não tem tempo. Como uma opção nutritiva e de rápido consumo, as refeições prontas congeladas estão cada vez mais populares<sup>5</sup>. Esta tendência faz com que os fornos micro-ondas se tornem, em muitas ocasiões, um substituto do fogão para cozinhá-las, diminuindo o consumo de gás.

### 4.3. Melhora na eficiência dos equipamentos

Outro ponto que deve ser considerado como origem da queda nos consumos unitários de gás é o aumento da eficiência de equipamentos utilizados no lar, especialmente aquecedores de água a gás e fogões.

A partir de janeiro de 2013, os fogões e fornos domésticos, assim como os aquecedores de água a gás, tiveram que atender a novos critérios de eficiência energética para serem comercializados no Brasil.

Todos os modelos foram forçados de superar os novos níveis de eficiência, conforme previsto na Lei 10.295 (Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia), conhecida como “Lei de

<sup>2</sup> <http://exame.abril.com.br/negocios/dino/segundo-pesquisa-34-dos-brasileiros-gastam-com-alimentacao-fora-do-lar-shtml/>

<sup>3</sup> “El gasto en comida rápida en España 2014. Situación internacional, evolución esperada y revisión de la situación nacional y autonómica”. EAE Business School, disponível em <https://retailnewstrends.files.wordpress.com/2015/06/eae-business-school-el-gasto-en-comida-rapida-2014.pdf>

<sup>4</sup> [http://brasil.elpais.com/brasil/2016/01/21/economia/1453403379\\_213071.html](http://brasil.elpais.com/brasil/2016/01/21/economia/1453403379_213071.html)

<sup>5</sup> Idem 1.



Eficiência Energética<sup>6</sup>. O Selo Conpet destaca para o consumidor os modelos que apresentam maior economia de combustível.

Nos fogões, por exemplo, o rendimento mínimo exigido para as mesas de cocção com mais de uma boca aumentou de 52%, em 2006, para 57%, em 2013. Já o rendimento para obtenção do grau "A" passou de 61% para 63%.

Este fato faz com que os novos clientes incorporem em seus lares ou comércios equipamentos mais eficientes (com menor consumo de gás), apresentando uma redução no consumo quando comparado com clientes antigos no serviço com equipamentos velhos.

## 5. Conclusões

O consumo por cliente mensal observado, assim como, o consumo mensal analisado, apresentam uma tendência à baixa nos últimos nove anos considerados nesta análise. No setor residencial as estimativas demonstram uma queda autônoma (com independência do seu preço e da temperatura) de 2,8% e 5,8% para CEG e Ceg Rio respectivamente. Para os usuários comerciais as respectivas tendências são de 0,9% e 5,2%. As estimativas das tendências são fortemente significativas.

A diminuição do consumo unitário não estaria vinculada ao poder aquisitivo dos clientes e, se bem os consumidores mais recentes apresentam um nível menor, aqueles mais antigos mostraram também uma redução. Dita tendência à baixa apareceria relacionada com mudanças de hábitos e inovações na tecnologia dos aparelhos vinculados à eficiência energética dos aquecedores de água e fogões.

Por outro lado foram analisadas as causas que explicam este fenômeno. As principais delas estão vinculadas ao fato de que as pessoas estão passando mais tempo fora do lar e a substituição do tempo destinado a cozinhar, por compras de comida preparada e consumo em bares e restaurantes. Apesar do avanço dos aquecedores de água a gás substituindo os chuveiros elétricos, o consumo futuro por usuário está limitado pelo avanço dos aquecedores solares.

Definitivamente, para projetar a demanda do próximo ciclo tarifário, o consumo médio deve incorporar a tendência à baixa estimada nos modelos econométricos.

<sup>6</sup> A regulamentação técnica para os aparelhos a gás foi coordenada pelo Conpet e pelo Inmetro. Também foram aumentados os valores para a obtenção da classificação "A" na Etiqueta Nacional de Conservação de Energia, a etiqueta ENCE, do Inmetro, o que tornou os critérios para obtenção do Selo Conpet de Eficiência Energética ainda mais rigorosos.

# **Documento Referência 5**

## **Consultoria PSR**

**Projeção de geração do parque  
termelétrico do Rio de Janeiro para o  
horizonte de 5 anos**

# Projeção de geração do parque termelétrico do Rio de Janeiro para o horizonte de 5 anos

Preparado para  
**CEG E CEG RIO**

Outubro de 2017

RELATÓRIO TÉCNICO 1 - V1

**PSR**

## Sumário

1	Introdução.....	1
1.1	Objetivo.....	1
1.2	Organização do relatório.....	1
2	Despacho hidrotérmico.....	2
2.1	Despacho hidrotérmico: conceito.....	2
3	Análise Técnica.....	5
3.1	Premissas.....	5
3.1.1	Cenário de geração.....	6
3.1.2	Projeção de demanda.....	6
3.1.3	Projeção de custo de combustível.....	7
3.1.4	Despacho fora da ordem de mérito e por restrição elétrica.....	7
3.2	Balço de oferta e demanda do SIN.....	8
3.3	Resultados e seleção de cenário de referência para projeção neste documento.....	8
3.3.1	Metodologia de escolha de cenário e resultados.....	8
4	Conclusões.....	13
5	Bibliografia.....	14

## **Figura**

Figura 2-1 – Matriz energética brasileira – Dezembro 2016 .....	2
Figura 2-2 – Diagrama de decisão operativa para sistemas hidrotérmicos .....	3
Figura 3-1 – Metodologia de projeção de despacho termelétrico.....	5
Figura 3-2 – Comparação entre projeção de demanda ONS x PSR.....	7
Figura 3-3 – - Balanço de garantia física.....	8
Figura 3-4 – Cenários de vazão .....	9
Figura 3-5 – Distribuição de densidade de probabilidade.....	10
Figura 3-6 – Histograma dos cenários simulados.....	10
Figura 3-7 – Distribuição de probabilidade acumulada (curva de permanência) .....	12

## 1 INTRODUÇÃO

### 1.1 Objetivo

Este documento tem como objetivo propor uma metodologia para projeção de despacho das usinas termelétricas à gás do estado do Rio de Janeiro, a saber, UTE Santa Cruz, UTE Leonel Brizola (Termorio), UTE Norte Fluminense, UTE Mário Lago (Termomacae), UTE Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt) e UTE Baixada Fluminense, para a estimativa de consumo de gás natural do setor termelétrico que será utilizada no processo de revisão tarifária das distribuidoras de gás natural. O horizonte do processo de revisão tarifária é 2018-2022.

Definir um despacho termelétrico não é tarefa simples, devido ao despacho termelétrico ser dependente do despacho hídrico que, por sua vez, tem como principal variável aleatória as vazões afluentes às hidrelétricas. Para realizar esta tarefa, o Operador Nacional do Sistema (ONS) utiliza uma cadeia de modelos computacionais, que tem como objetivo decidir entre utilizar a água armazenada nos reservatórios das hidrelétricas hoje ou despachar as termelétricas e armazenar a água para a utilização durante o horizonte de planejamento da operação do Sistema Interligado nacional. Esta tomada de decisão é função da perspectiva futura de vazões. Para tal, geram-se  $n$  cenários equiprováveis de vazão, o que resulta em  $n$  cenários equiprováveis de despachos de termelétricas para o horizonte de planejamento. Neste documento é apresentada uma metodologia para, de posse destes  $n$  cenários equiprováveis, definir aquele que será utilizado como referência para o cálculo do consumo de gás natural das usinas termelétricas à gás do estado do Rio de Janeiro. Neste documento, refere-se a este cenário definido como referência como projeção, simplesmente.

### 1.2 Organização do relatório

O capítulo 2 discute os conceitos do despacho hidrotérmico realizados no Setor Elétrico Brasileiro. O capítulo 3 apresenta a análise técnica para a determinação do cenário do despacho termelétrico do parque gerador do Rio de Janeiro. O capítulo 4 contém conclusões do estudo realizado.

## 2 DESPACHO HIDROTÉRMICO

Este capítulo apresenta uma visão geral e conceitual sobre o despacho hidrotérmico.

### 2.1 Despacho hidrotérmico: conceito

O presente estudo desenvolve uma metodologia para a projeção de geração de energia para o parque termelétrico do Rio de Janeiro que consta na base de dados de simulação oficial do Operador Nacional do Sistema (ONS), no horizonte de 2018 a 2022. O estudo foi realizado utilizando a melhor técnica e informações disponíveis no momento do trabalho. O parque gerador estudado é composto pelas seguintes usinas: UTE Santa Cruz, UTE Leonel Brizola (Termorio), UTE Norte Fluminense, UTE Mário Lago (Termomaçãe), UTE Barbosa Lima Sobrinho (Eletróbol) e UTE Baixada Fluminense.

A atividade de projeção de geração termelétrica Brasil requer um amplo acompanhamento das condições de suprimento energético, bem como um conhecimento profundo de todas as regras operativas que influenciam a operação do sistema devido às características do sistema. O Brasil possui uma matriz energética diversificada, porém ainda predominantemente hidrelétrica. Verifica-se a representatividade das fontes na Figura 2-1, que revela a composição da capacidade instalada de geração no Brasil em 2016.

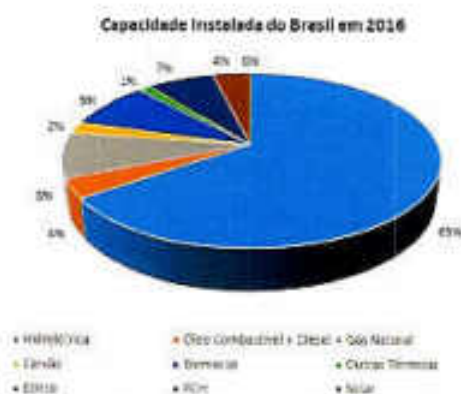


Figura 2-1 – Matriz energética brasileira – Dezembro 2016

Tradicionalmente, o despacho das usinas termelétricas no Brasil é realizado de forma centralizada pelo ONS, que tem como desafio a decisão de utilizar de forma ótima os recursos energéticos disponíveis de forma a atingir a minimização de custos operativos do sistema. Operar um sistema hidrotérmico é tomar a decisão de utilizar, a cada instante de tempo, a água dos reservatórios ou utilizar os combustíveis das termelétricas. Essa escolha não é simples quando se dispõe de um sistema grande e com incerteza em diversas variáveis, sendo a principal delas as vazões dos rios (as incertezas serão melhor explicadas no decorrer do texto). Em um primeiro momento, pode-se pensar que a geração com base em recursos hidráulicos, por implicar em



## PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DO PARQUE TERMELETRICO DO RIO DE JANEIRO PARA O HORIZONTE DE 5 ANOS

custos operativos diretos mais baixos<sup>1</sup>, deveria ser a primeira na ordem de despacho das usinas. Entretanto, o operador do sistema elétrico tem a opção de usar este recurso hoje ou armazená-lo para uso futuro – e, se o recurso é utilizado agora, há maior probabilidade de no futuro ser necessário despacho térmico ou mesmo de ocorrer déficit de energia elétrica. Em outras palavras, embora as usinas hidrelétricas não tenham um custo operativo direto, há um custo de oportunidade intertemporal do uso da água.

A primeira consequência da existência de usinas hidrelétricas com reservatórios capazes de armazenar a água para uso futuro é que as decisões operativas em um determinado mês influenciam a operação dos próximos meses ou anos. Desta maneira, o problema de despacho hidrotérmico possui como característica o acoplamento temporal. Em alguns sistemas hidrotérmicos, o planejamento da operação hidrotérmico possui horizonte de 1 ano, como é o caso da Argentina. No caso do Sistema Elétrico Brasileiro o planejamento da operação hidrotérmica possui horizonte de 5 anos.

Neste ponto, vale a pena discutir com mais profundidade a decisão sob incerteza da programação do despacho em um sistema hidrotérmico. Para ilustrar as possibilidades e as consequências das decisões operativas observa-se a figura abaixo:

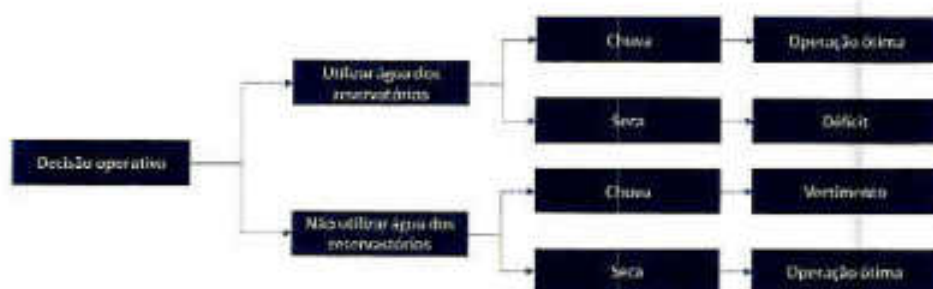


Figura 2-2 – Diagrama de decisão operativa para sistemas hidrotérmicos

Se a energia da hidrelétrica for utilizada hoje, na ocorrência de uma hidrologia seca haverá a necessidade de geração termelétrica mais cara no futuro para que a demanda seja atendida. Ou em um caso mais extremo, pode ocorrer a interrupção do fornecimento de energia elétrica. Se a decisão for manter os reservatórios cheios e utilizar geração termelétrica, na ocorrência de uma hidrologia úmida haverá desperdício de recursos energéticos no futuro. Desta maneira, a decisão sob incerteza considera a minimização de dois tipos de erro: (i) não armazenar água nos reservatórios hoje quando na realidade este recurso será necessário no futuro e (ii) armazenar água nos reservatórios hoje quando na realidade haverá vertimentos nas hidrelétricas no futuro.

Os despachos termelétricos do sistema brasileiro se dividem em três principais grupos:

<sup>1</sup> O custo variável unitário das usinas hidrelétricas é menor que 20 R\$/MWh, enquanto o custo variável das termelétricas varia entre 20 e 1100 R\$/MWh.

## PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DO PARQUE TERMELETRICO DO RIO DE JANEIRO PARA O HORIZONTE DE 5 ANOS

- Despacho por mérito de custo

Este despacho é proveniente dos modelos de otimização da operação hidrotérmica utilizados atualmente pelo ONS, que otimizam recursos energéticos considerando incertezas hidrológicas e definem a programação de geração.

- Despacho fora da ordem de mérito por segurança energética

Este despacho tem por finalidade proporcionar maior segurança energética, onde termelétricas são despachadas sem indicação do modelo computacional, para recuperação dos níveis de armazenamento do sistema. Esse despacho tem que ser aprovado e indicado pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE).

- Despacho por restrição elétrica

O despacho por restrição elétrica ocorre quando há alguma restrição operativa de natureza elétrica (por exemplo, restrições de capacidade nas linhas, restrições de tensão em subestações, etc.) que afeta o atendimento da demanda em um submercado ou a estabilidade do sistema. Este pode ser acionado devido à deterioração da rede elétrica local e ser suspenso quando reforços na rede de transmissão forem realizados.

Os despachos fora da ordem de mérito e por restrição elétrica atualmente não são resultantes do resultado de decisões assistidas por um modelo computacional. Já existiu uma metodologia para a projeção do despacho fora da ordem de mérito, que foi abolida das simulações e substituída somente pela indicação de despacho do ONS, mediante aprovação do CMSE. A metodologia anteriormente utilizada para realização do despacho fora da ordem de mérito, chamada de Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP) é utilizada nesse estudo como uma estimativa de despacho fora da ordem de mérito.

No âmbito desse trabalho, somente a projeção de despacho por ordem de mérito e fora da ordem de mérito foram contemplados na projeção de forma probabilística. A premissa de despacho por restrição elétrica foi determinística, considerando informação disponibilizada pelo ONS no documento "NT 0067/2017- *limites de transferência de energia entre regiões e geração térmica por restrições elétricas para o período de setembro de 2017 a dezembro de 2021*". Mesmo considerando a informação definida neste documento, podem haver desvios em relação ao despacho por restrição verificado efetivamente no futuro, já que as condições operativas da rede de transmissão podem variar por motivos não inteiramente antecipáveis pelo operador, que vão desde atrasos na entrada em operação de instalações de transmissão, como variações regionais não antecipadas no crescimento de carga que causam deterioração das condições elétricas no sistema.

### 3 ANÁLISE TÉCNICA

Para a realização de uma projeção de despacho termelétrico robusta em um sistema hidrotérmico é essencial que se determine de forma adequada a política operativa do sistema. Para isso é necessário simular o sistema considerando diversos cenários hidrológicos (para emular a incerteza nas vazões), projeção de demanda, expansão do parque gerador, evolução dos preços de combustíveis como mostrado esquematicamente na Figura 3-1.



Figura 3-1 – Metodologia de projeção de despacho termelétrico.

A simulação da operação do sistema para a projeção de despacho do parque gerador do Rio de Janeiro foi realizada com o modelo SDDP, desenvolvido pela PSR. Além dos cenários de incerteza descritos no parágrafo acima, o modelo considera todos os procedimentos operativos oficiais do Setor Elétrico Brasileiro<sup>2</sup> e uma representação mais detalhada da operação física do sistema<sup>3</sup>. Com estas funcionalidades, o uso do SDDP visa emular, com as melhores informações disponíveis, as decisões a serem tomadas pelo ONS no horizonte temporal de interesse.

#### 3.1 Premissas

Afim de se aproximar de um despacho realista para o horizonte de 5 anos, há a necessidade de simular a evolução das variáveis que determinam e afetam o despacho hidrotérmico ao longo

<sup>2</sup> O modelo representa, por exemplo, aversão ao risco na política operativa, através da metodologia *Conditional Value at Risk* – CVaR.

<sup>3</sup> Quando simulando o sistema com os valores reais de carga, aflúncias de água e geração térmica, os reservatórios atingem níveis superiores aos da realidade. Isso indica que existem “Fatores de fricção” que são reduções de eficiência na produção hidrelétrica quando comparado aos valores simulados – em outras palavras, isso é aparentemente necessário para usar mais água a fim de produzir 1 MWh na “vida real” que o calculado pelos modelos operacionais.

## PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DO PARQUE TERMELÉTRICO DO RIO DE JANEIRO PARA O HORIZONTE DE 5 ANOS

do tempo, tais como cenário de geração, cenário de demanda, evolução dos combustíveis, dentre outros.

A projeção de despacho das usinas termelétricas que consta neste relatório faz uso de diversas premissas, que serão apresentadas nas subseções abaixo.

### 3.1.1 Cenário de geração

O cenário de geração utilizado como base para este estudo foi ancorado no conjunto de arquivos do Programa Mensal de Operação (PMO) de Agosto de 2017. O conjunto de dados do PMO é disponibilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) mensalmente. Foram realizados ajustes no cronograma de entrada das usinas deste conjunto de arquivos do PMO, atualizando a informação relativa às usinas já contratadas previamente em todos os leilões realizados até 2017. Este ajuste crítico tem como objetivo deixar as informações de datas de entrada em operação das usinas mais realista. Isto é importante porque mudanças na entrada em operação de usinas impactam a operação do sistema.

É importante destacar que o PMO possui horizonte até 2021, enquanto esse estudo tem horizonte tem horizonte até 2022. Dessa forma foi necessário realizar um plano de expansão para o sistema para o ano de 2022. Devido a sobreoferta estrutural do Sistema Interligado Nacional, tópico que será visto na sessão 3.2 deste documento, não houve necessidade de inserção de nova oferta de geração no sistema neste horizonte.

### 3.1.2 Projeção de demanda

As projeções de demanda utilizadas no estudo para o horizonte de 2018 a 2022 levam em consideração a premissa macroeconômica de crescimento PIB mostrada na Tabela 1, onde é mostrada também de forma comparativa a premissa de crescimento de PIB utilizada pelo ONS. A premissa de PIB utilizada para o período de 2018 a 2021 é proveniente do relatório Focus e a premissa de referente ao ano de 2022 é premissa PSR de longo prazo.

Tabela 1 - Comparação entre projeção de PIB do ONS x PSR (\*Fonte: Focus)

	2018	2019	2020	2021	2022
ONS	2,0%	2,1%	2,7%	2,8%	-
PSR*	2,0%	2,5%	2,5%	2,4%	2,6%

Comparando então as demandas resultantes deste cenário de crescimento de PIB apresenta-se a demanda em GW médio para o período de 2018 a 2022 na Figura 3-2. Destaca-se que a demanda projetada pela PSR não se difere muito da demanda projetada pelo ONS.

**PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DO PARQUE TERMOELÉTRICO DO RIO DE JANEIRO PARA O HORIZONTE DE 5 ANOS**



Figura 3-2 – Comparação entre projeção de demanda ONS x PSR

### 3.1.3 Projeção de custo de combustível

Como mostrado anteriormente, o despacho das usinas é realizado de forma a minimizar o custo operativo do sistema. Este, está intrinsecamente ligado ao custo de oportunidade das hidrelétricas e com o custo de combustível das termelétricas (CVU). Estes custos são atualizados mensalmente, de acordo com uma fórmula de reajuste pré-definida. A projeção de combustíveis e da taxa de câmbio mostradas na Tabela 2 foram utilizadas para estimar o reajuste do CVU ao longo do horizonte do estudo. A projeção de câmbio e combustível são dadas em moeda constante (valores reais)

Tabela 2 - Premissas de câmbio e custo de combustíveis (Fonte: World Bank Commodities Price Forecast - Abr/17 e Relatório Focus 01/Ago/17)

	2018	2019	2020	2021	2022
Taxa de Câmbio – R\$/USD	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Carvão (CIF ARA) – USD/ton	58,5	52,5	51,8	51,4	51,4
Henry Hub – USD/MMBTU	3,4	3,4	3,5	3,5	3,6
Brent – USD/bbl	58,5	38,7	58,9	59,3	59,6

### 3.1.4 Despacho fora da ordem de mérito e por restrição elétrica

Por fim, conforme indicado na seção 2, existe a necessidade de estimar um despacho fora da ordem de mérito por segurança energética e por restrições elétricas. O Procedimento Operativo de Curto Prazo (POCP) é utilizado como *proxy* para necessidades adicionais de despacho fora da ordem de mérito em todo horizonte.

Além disso, o despacho por restrição operativa de natureza elétrica é considerado conforme descrito na seção 2, com uma sofisticação: somente é considerado despacho por restrição elétrica, nos montantes indicados no documento NT 0067/2017 - limites de transferência de energia

## PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DO PARQUE TERMELETRICO DO RIO DE JANEIRO PARA O HORIZONTE DE 5 ANOS

entre regiões e geração térmica por restrições elétricas para o período de setembro de 2017 a dezembro de 2021, quando as usinas de interesse não estão despachadas pela ordem de mérito ou por segurança energética em valores iguais ou maiores que os montantes indicados no documento.

### 3.2 Balanço de oferta e demanda do SIN

Como resultado do cenário de oferta e demanda, apresenta-se na Figura 3-3 o balanço anual de garantia física utilizado. O balanço de oferta e demanda da Figura 3-3 considera os valores de garantia física na barra do gerador, ou seja, sem descontar perdas por consumo interno, na linha de uso exclusivo e na Rede Básica.

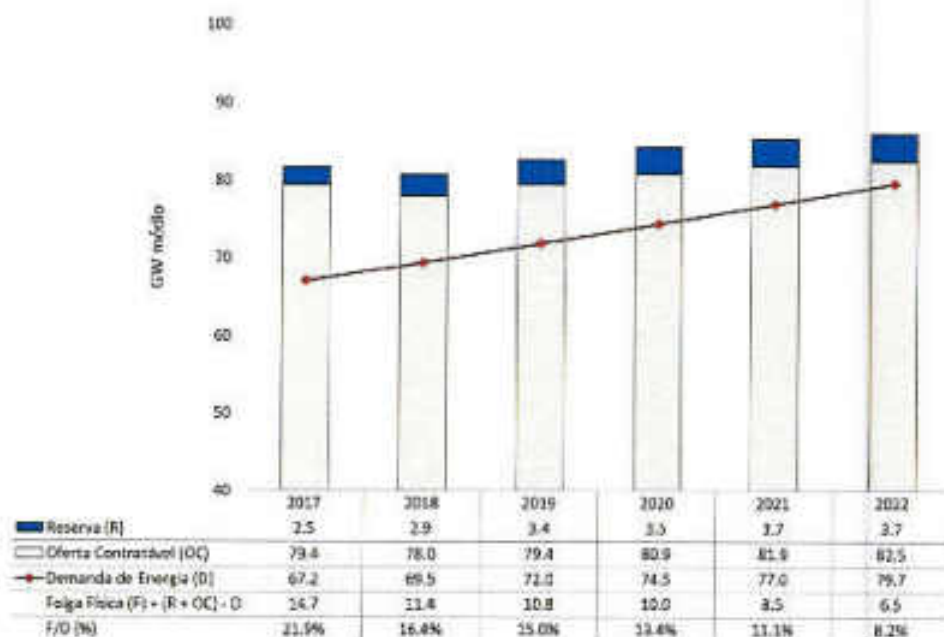


Figura 3-3 -- Balanço de garantia física

Para o ano de 2018, observa-se uma folga física de 11 GW médios de garantia física, o que representa uma sobreoferta de 16%. Para 2022 a sobreoferta do sistema cai para 8,2%.

### 3.3 Resultados e seleção de cenário de referência para projeção neste documento

#### 3.3.1 Metodologia de escolha de cenário e resultados

Conforme mostrado nos capítulos anteriores, o Operador Nacional do Sistema, através de modelos computacionais, simula  $n$  cenários de vazão afim de capturar a incerteza hidrológica. Neste estudo, foram considerados 1200 cenários de vazões futuras para cada usina hidrelétrica, como ilustrado na Figura 3-4. Os valores são apresentados em termos de Energia Natural Afluente (ENA) e normalizados pela Média de Longo Termo (MLT), possibilitando o leitor a comparar a vazão projetada com a vazão média observada no histórico de 1931 a 2016.

PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DO PARQUE TERMELETRICO DO RIO DE JANEIRO PARA O HORIZONTE DE 5 ANOS

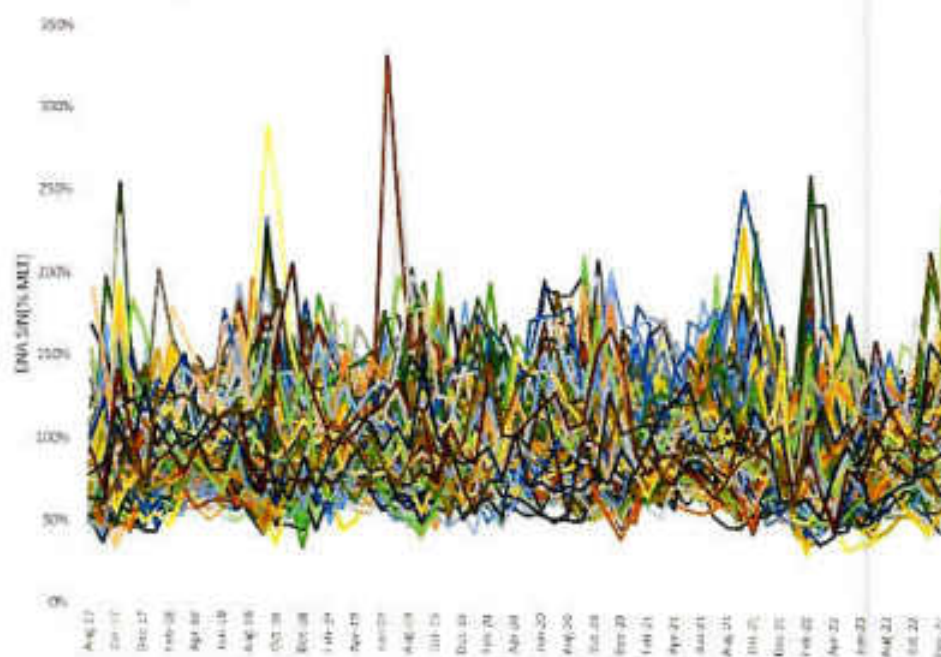


Figura 3-4 - Cenários de vazão

Optou-se pela utilização de uma estatística baseada nos valores acumulados ao longo dos 5 anos de estudo por duas razões: (i) a variável importante para a revisão tarifária dos gás natural é o consumo de gás natural projetado ao longo do ciclo tarifário, e não o valor em um determinado mês ou ano; e (ii) existem uma grande correlação temporal entre o despacho verificado em um ano e o despacho do ano subsequente. Por exemplo, se houver um ano com uma seca severa, há maior probabilidade de no ano seguinte ocorrer uma seca mais moderada. Em outras palavras, esta correlação temporal impossibilita utilizar estatísticas anuais, como por exemplo um percentil, para compor uma série anual de despacho ao longo do ciclo tarifário.

Na Figura 3-5, indica-se a distribuição de densidade de probabilidade do somatório de despacho do parque gerador do Rio de Janeiro ao longo do período de 5 anos de interesse. Esta distribuição foi estimada com base na amostra de 1200 cenários.

Para a determinação do cenário de referência para a projeção neste documento, optou-se pela seleção com base no cenário de despacho mais provável ao longo dos 5 anos de horizonte estudado. Esta seleção corresponde à *moda* da distribuição de probabilidades do despacho das usinas de interesse. A figura indica que o cenário com maior probabilidade de acontecimento é aquele com despacho total ao longo dos 5 anos de aproximadamente 700 MW médios para o parque gerador a gás natural do Rio de Janeiro.

PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DO PARQUE TERMELÉTRICO DO RIO DE JANEIRO PARA O HORIZONTE DE 5 ANOS

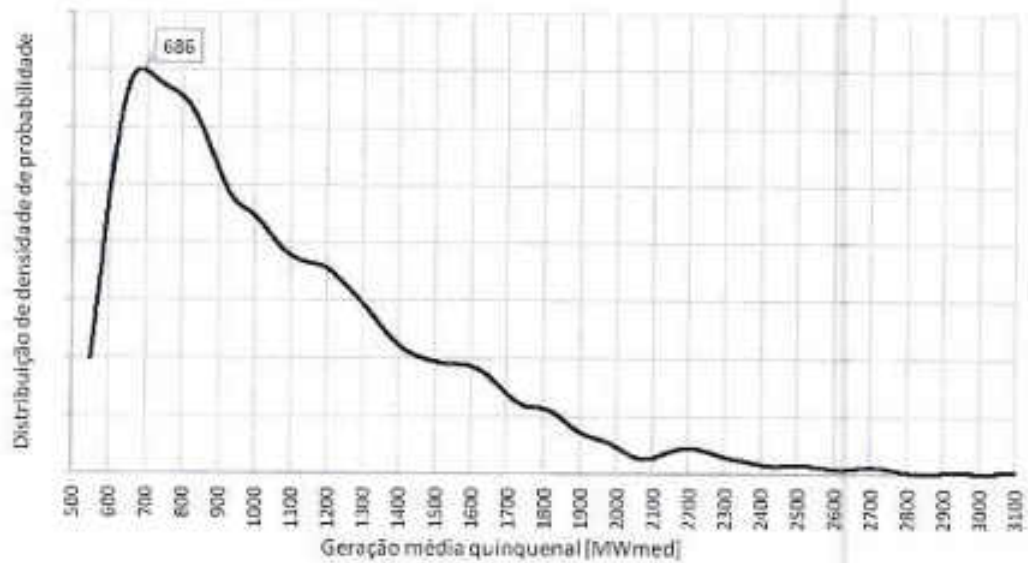


Figura 3-5 – Distribuição de densidade do probabilidade

A mesma conclusão é atingida quando se verifica o histograma dos cenários simulados, na Figura 3-6. A figura mostra que o maior número de observações está no intervalo de despacho termelétrico entre 650 MWmédios e 700 MWmédios, indicado na figura por "(650,700)". Observa-se que cenários de despacho termelétricos maiores existem dentro da simulação, porém com poucas ocorrências. Por exemplo, há apenas 20 ocorrências de despachos totais no período de 5 anos entre 1650 MWmédios e 1700 MWmédios.

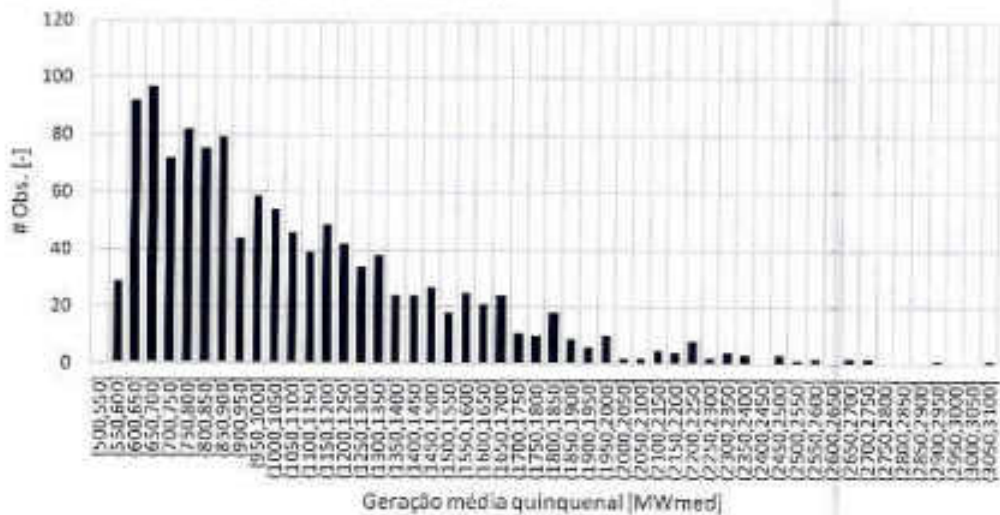


Figura 3-6 – Histograma dos cenários simulados



**PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DO PARQUE TERMELÉTRICO DO RIO DE JANEIRO PARA O HORIZONTE DE 5 ANOS**

Calculando os percentis<sup>4</sup> da amostra, mostrados na Tabela 3, e consultando os dados da Figura 3-5 e Figura 3-6, pode-se verificar que o percentil 25% do despacho aproxima-se da *moda* da distribuição de probabilidades.

**Tabela 3 – Geração das usinas de interesse no período de 5 anos, expressos em MWmédios**

Métrica	Geração das usinas de interesse no período de 5 anos [MWmed]
Percentil 25%	756.5
Percentil 50%	975.3
Percentil 75%	1305.9

Ressaltamos que, se o cenário hidrológico ao longo dos intervalos futuro de 5 anos que interessa a esta análise for mais adverso que aquele correspondente ao percentil 25%, o cenário termelétrico pode ser mais elevado que aquele aqui selecionado. Selecionar um percentil mais elevado da amostra – por exemplo, o percentil 50% e o percentil 75% - reduziria a probabilidade de que fosse verificada, nos próximos 5 anos, geração total superior àquela tomada como referência. No entanto, as análises estatísticas mostram que o valor de despacho correspondente ao percentil 25% da amostra aproxima-se mais da *moda* (o valor mais provável) do despacho térmico.

Por fim, apresenta-se Figura 3-7 a distribuição de probabilidade acumulada do somatório de despacho das usinas termelétricas do Rio de Janeiro ao longo dos 5 anos de horizonte estudados. Apresenta-se o despacho em forma fator de despacho em relação à potência disponível das usinas estudadas. Nesta figura, são destacados os fatores de despacho correspondentes aos dados apresentados (com os despachos correspondentes em MWmédios) na Tabela 3.

<sup>4</sup> Percentis são medidas que dividem a amostra ordenada (por ordem crescente dos dados) em 100 partes, cada uma com uma percentagem de dados aproximadamente igual.

PROJEÇÃO DE GERAÇÃO DO PARQUE TERMELÉTRICO DO RIO DE JANEIRO PARA O HORIZONTE DE 5 ANOS

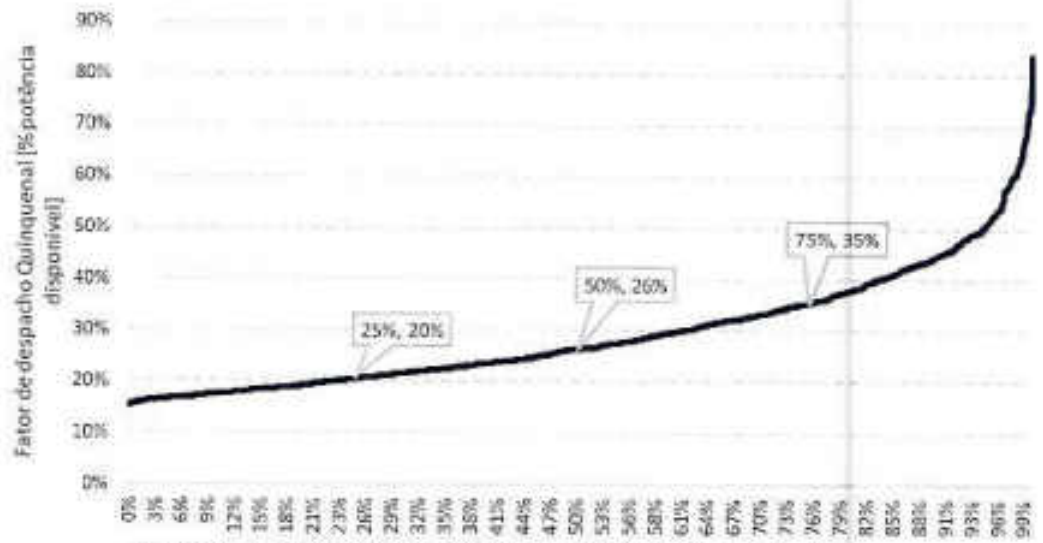


Figura 3-7 – Distribuição de probabilidade acumulada (curva de permanência)

#### 4 CONCLUSÕES

Na seção anterior, mostrou-se que percentil 25% do despacho das usinas termelétricas de interesse no período de 5 anos entre 2018 e 2022 aproxima-se da *moda* da distribuição de probabilidades. Por este motivo, define-se como referência de projeção de despacho das usinas termelétricas de interesse o valor de 756,5 MW médios, correspondente ao percentil 25% da amostra, já que este se aproxima da *moda* (o valor com maior probabilidade de ocorrência) da variável de interesse. Este valor corresponde à consideração de um fator de despacho de 20% para o quinquênio 2018-2022.

Ressalta-se que a determinação de um cenário de despacho para um conjunto de termelétricas não é simples devido à incerteza sobre as vazões afluentes a usinas hidrelétricas do Sistema Interligado Nacional, e devido ao despacho termelétrico estar relacionado (mais propriamente falando, negativamente correlacionado) com estas vazões. Se o cenário hidrológico no futuro for mais adverso que aquele correspondente ao percentil 25%, o despacho termelétrico será mais elevado que aquele aqui selecionado. Selecionar um percentil mais elevado da amostra – por exemplo, o percentil 50% e o percentil 75% – reduziria a probabilidade de que fosse verificada, nos próximos 5 anos, geração total superior àquela tomada como referência. No entanto, as análises estatísticas mostram que o valor de despacho correspondente ao percentil 25% da amostra aproxima-se mais da *moda* (o valor mais provável) do despacho térmico.

## 5 BIBLIOGRAFIA

1. SHAPIRO, A., DENTCHEVA, D., RUSZCZYNSKI, A., Lectures on Stochastic Programming. Philadelphia, PA, Society for Industrial and Applied Mathematics, 2009.
2. ACERBI, C., TASCHE, D. Expected Shortfall: a natural coherent alternative to Value at Risk\*, arXiv, May 2001.
3. ROCKAFELLAR, R. T., URYASEV, S., 'Optimization of Conditional Value-at-Risk', Journal of Risk, v. 2, pp. 21-41, 2000.
4. DINIZ, A.L., TCHEOU, M.P., MACIEIRA, M.E.P. Uma Abordagem Direta para Consideração do CVaR no Problema de Planejamento da Operação Hidrotérmica. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro-RJ, maio de 2012.
5. COSTA, J.P., SHAPIRO, A., TEKAYA, W. Multistage energy planning - risk neutral and risk averse approaches. XII SEPOPE – Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, Rio de Janeiro-RJ, maio de 2012.
6. CPAMP, Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (2013), Relatório Técnico – Desenvolvimento, implementação e testes de validação da metodologia para internalização do mecanismo de aversão ao risco CVaR no programa computacional DECOMP para estudos energéticos e formação de preço, Brasília
7. Site ONS: [ons.org.br](http://ons.org.br)
8. Site PSR: [psr-inc.com](http://psr-inc.com)

# **Documento Referência 6**

## **Fundação Getúlio Vargas (FGV)**

### **Relatório de Metodologia para Cálculo dos Valores de Repasse por Subexecução de Investimentos**

**Metodologia para Cálculo dos Valores de Repasse por Subexecução de Investimentos**

**Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro - CEG**

**Produto 2 - Relatório Técnico Final**

**22 de outubro de 2014**

## FICHA TÉCNICA

Objeto do Contrato	Metodologia para Cálculo dos Valores de Repasse por Subexecução de Investimentos
Data de Assinatura do Contrato	25/09/2014
Prazo de Execução	2 (dois) meses
Contratante	Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro - CEG
Contratada	Fundação Getulio Vargas
Coordenadora	Rosane Coelho da Costa

## Sumário

<b>RESUMO EXECUTIVO.....</b>	<b>4</b>
<b>1. BREVE HISTÓRICO.....</b>	<b>5</b>
<b>2. ANÁLISE INSTITUCIONAL DA DOCUMENTAÇÃO FIRMADA ENTRE O GOVERNO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, A AGÊNCIA REGULADORA E A CONCESSIONÁRIA ATUAL.....</b>	<b>6</b>
<b>2.1 ANÁLISE DO CONTRATO DE CONCESSÃO .....</b>	<b>6</b>
<b>2.2 ANÁLISE DOS TERMOS ADITIVOS.....</b>	<b>8</b>
<b>3. METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DAS REVISÕES QUINQUENAS TARIFÁRIAS.....</b>	<b>9</b>
<b>3.1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>9</b>
<b>3.2 METODOLOGIA DE CÁLCULO DA REVISÃO TARIFÁRIA.....</b>	<b>11</b>
<b>3.2.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A METODOLOGIA .....</b>	<b>13</b>
<b>3.3 COMPONENTES PARA CÁLCULO DO FATOR DE REPOSICIONAMENTO “M”.....</b>	<b>13</b>
<b>3.4 FÓRMULA PARA O CÁLCULO DO FATOR DE REPOSICIONAMENTO PARA O INÍCIO DO NOVO CICLO TARIFÁRIO DO QUINQUÊNIO .....</b>	<b>15</b>
<b>3.4.1 AJUSTE NO CÁLCULO DO FATOR DE REPOSICIONAMENTO.....</b>	<b>16</b>
<b>3.5 CÁLCULO DO AJUSTE A COMPENSAR NO PRÓXIMO QUINQUÊNIO .....</b>	<b>16</b>
<b>3.5.1 INVESTIMENTOS NÃO REALIZADOS .....</b>	<b>16</b>
<b>4. APLICAÇÃO DA FÓRMULA NO CÁLCULO PARA A 3º REVISÃO QUINQUENAL TARIFÁRIA.....</b>	<b>18</b>
<b>4.1 CÁLCULO DO AJUSTE A COMPENSAR.....</b>	<b>20</b>



## RESUMO EXECUTIVO

Este documento apresenta o **Relatório Técnico Final**, elaborado conforme previsto na proposta de prestação de serviços **FGV Projetos nº 225/14**, de 2 de setembro de 2014, da **Fundação Getúlio Vargas** para assessorar a **Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG** no desenvolvimento de uma **metodologia para cálculo dos valores de repasse por subexecução dos investimentos** projetados para execução na concessão, mas não realizados no ciclo tarifário dos últimos cinco anos.

O projeto contou com a integração da equipe técnica da **FGV** com a equipe da **CEG** para gerar um programa de ações para a elaboração do estudo. O constante apoio e o acompanhamento da equipe designada pela **CEG** foram fundamentais na execução das etapas do trabalho.

Desta forma, o item 1 deste relatório apresenta um breve histórico. O item 2 trata da análise do contrato de concessão, bem como de seus termos aditivos e deliberações da **Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA** pertinentes ao assunto em questão. No item 3 é apresentada a metodologia para o cálculo das revisões quinquenais tarifárias. Por fim, no item 4 é efetuado o cálculo para a 3ª Revisão Quinquenal Tarifária.

## 1. BREVE HISTÓRICO

A **Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG**, empresa do grupo **Gas Natural Fenosa**, é a concessionária de distribuição de gás natural canalizado da **Região Metropolitana do Rio de Janeiro**. Como suas atividades são caracterizadas como um monopólio natural, a CEG é regulada pela **Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA**.

O contrato de concessão, com o prazo de 30 anos, iniciou em 1997, e prevê a realização de revisões tarifárias quinquenais, nas quais as margens da empresa são recalculadas através de uma receita prevista, pelo método do fluxo de caixa descontado, com as projeções para os próximos 5 (cinco) anos da concessão.

A área de atuação da empresa foi inicialmente definida no contrato de concessão firmado com o **Poder Concedente, o Governo do Estado do Rio de Janeiro**, e, posteriormente alguns municípios foram incluídos nos termos aditivos.

Desde o início das suas atividades, a CEG vem realizando investimentos e ampliando os serviços de fornecimento e distribuição de gás natural, com vistas a atender a sua área de concessão.

Por diversos motivos, alguns investimentos projetados e aprovados por ocasião das revisões tarifárias não foram realizados. Neste caso, as boas práticas regulatórias indicam que, caso estes investimentos realizados sejam inferiores aos estimados no fluxo de caixa utilizado nas revisões tarifárias para a remuneração das tarifas do quinquênio, devem ser realizados ajustes no valor aprovado para o próximo quinquênio, de forma a garantir a justa remuneração e a modicidade tarifária.

No entanto, é importante mencionar que no contrato de concessão e nos seus termos aditivos não há cláusulas abordando a metodologia a ser aplicada para a compensação dos valores em função da não realização dos investimentos previstos.

Por conta disso, após recurso administrativo interposto pela **Concessionária** referente ao processo da 3ª revisão tarifária, foi aberto na **AGENERSA** um processo específico para analisar a metodologia mais adequada a ser implantada.

## 2. ANÁLISE INSTITUCIONAL DA DOCUMENTAÇÃO FIRMADA ENTRE O GOVERNO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, A AGÊNCIA REGULADORA E A CONCESSIONÁRIA ATUAL

A equipe técnica da **FGV** procedeu à análise institucional da documentação disponibilizada pela **CEG** relativa ao Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no Estado do Rio de Janeiro.

Foram analisados os seguintes documentos:

- ▣ Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado no Estado do Rio de Janeiro, firmado em 21 de julho de 1997, entre o Estado do Rio de Janeiro e a Companhia Estadual de Gás do Rio de Janeiro - CEG;
- ▣ Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, firmado em 14 de julho de 2004, entre o Estado do Rio de Janeiro e a Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG; e
- ▣ Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, firmado em 4 de agosto de 2005, entre o Estado do Rio de Janeiro e a Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG, com a interveniência da Agência Reguladora de Serviços Públicos Concedidos de Transportes Aquaviários, Ferroviários e Metroviários e de Rodovias do Estado do Rio de Janeiro - AGETRANSP.

A seguir, vale tecer alguns comentários, de forma resumida, sobre o Contrato de Concessão e seus Termos Aditivos.

### 2.1 Análise do Contrato de Concessão

O objeto deste contrato é a exploração, pela **Concessionária**, dos serviços públicos de distribuição de gás canalizado na **Região Metropolitana do Rio de Janeiro**, em caráter de exclusividade, para qualquer utilização, em qualquer quantidade, abrangendo os seguintes

municípios: **Rio de Janeiro, Belford Roxo, Duque de Caxias, Guapimirim, Itaboraí, Itaguaí, Japeri, Magé, Mangaratiba, Maricá, Nilópolis, Niterói, Nova Iguaçu, Paracambi, Queimados, São Gonçalo, Tanguá, Seropédica e São João de Meriti.** O prazo de concessão é de 30 (trinta) anos, podendo ser prorrogado por até igual período, por uma só vez.

O § 3º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão da CEG determina que a proposta de revisão do valor limite das tarifas e da estrutura tarifária deve ser apresentada a **AGENERSA** no penúltimo semestre de cada quinquênio para vigorar no quinquênio subsequente. Portanto, a cada cinco anos, os limites tarifários serão revistos, com base no custo dos serviços, incluída a remuneração do capital.

A estrutura tarifária e o limite máximo das tarifas propostos serão elaborados considerando os custos referentes ao quarto ano de cada quinquênio, atualizados pelo IGP-M (índice de atualização monetária do contrato) para o último mês daquele ano, ou, no caso de custos em que não for possível tal alocação, serão rateados, segundo critério a ser justificado pela **Concessionária**.

São considerados custos:

- Aquisição de gás;
- Demais despesas e custos operacionais, com exceção das despesas financeiras;
- Depreciação dos ativos operacionais;
- Tributos, inclusive os incidentes sobre o faturamento; e
- Remuneração a incidir sobre o ativo operacional imobilizado, líquida de imposto de renda.

É importante destacar que o limite da tarifa sofrerá revisão imediata, para mais ou para menos, caso ocorra variação nos custos de aquisição de gás, variação de tributos, exceto aqueles que incidem sobre a renda.

- Determinou, em seu art. 5º, que a Câmara Técnica acompanhasse, ao longo daquele ano de 2012, os investimentos feitos pela **CEG**, confrontando-os com aqueles pactuados pela **Concessionária** de forma a verificar o cumprimento das metas.
  
- O Conselho**, por meio da **Deliberação AGENERSA Nº 1618**, de 27 de maio de 2013:
  - Deliberou a aplicação à **Concessionária** de advertência e multa devido ao não atingimento das metas físicas e financeiras, estabelecidas na **Deliberação Nº 371**, de 30 de abril de 2009;
  - Determinou que o valor não investido pela **Concessionária** fosse considerado para a modicidade tarifária nos estudos da 3ª Revisão Quinquenal do Contrato de Concessão; e
  - Determinou que a conta "investimentos diferidos" fosse analisada pela Câmara Técnica daquela **Agência**, para que eventual saldo seja incorporado ao montante dos investimentos não realizados. O **Conselho** visou, com isso, a sua contemplação para a modicidade tarifária (questão que será discutida mais a frente no item 3 do presente relatório).

Em 23 de outubro de 2013, a concessionária **CEG** apresentou, tempestivamente, suas razões finais nas quais abordou a metodologia a ser utilizada para repasse aos usuários, dentre outros eventos, aqueles relativos aos investimentos não realizados no ciclo tarifário anterior.

### 3. METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DAS REVISÕES QUINQUENAIS TARIFÁRIAS

#### 3.1 Introdução

Os contratos de concessão, celebrados pela **Administração Pública**, são contratos administrativos que se caracterizam pela supremacia dos poderes que a **Administração Pública** possui sobre a outra parte.

De uma forma geral, as disposições legais que reconhecem poderes unilaterais à **Administração**

**Pública**, lhe garantindo direção e controle sobre a execução do serviço, contemplam o interesse público. Por outro lado, o direito do concessionário à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro favorece o interesse privado.

O **Poder Concedente**, ao homologar uma licitação e assinar o contrato de concessão, formalmente considera as premissas e os valores da proposta como adequados e aceitáveis. Além disso, as propostas dos licitantes vencedores das concorrências contêm as premissas consideradas viáveis por eles para assumirem os riscos dos empreendimentos, garantindo para si o retorno que é considerado adequado do investimento. Com isso, é formada a equação econômico-financeira contratual, que inclui os encargos, obrigações, benefícios, condições contábeis e financeiras, entre outras, contidas na proposta vencedora da licitação e estabelecidas quando da celebração do contrato de concessão. A equação econômico-financeira é caracterizada ainda por uma expectativa de retorno do investimento.

É pressuposto de todo contrato administrativo a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro inicial ao longo de sua vigência. Nestes contratos, o equilíbrio econômico-financeiro originário é aferido a partir dos termos da proposta comercial da licitante vencedora, consubstanciando-se na relação entre os encargos e a remuneração do contratado.

As revisões quinquenais tarifárias têm como objetivo inicial recompor o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão. O equilíbrio econômico-financeiro do contrato nada mais é do que a proporcionalidade que deve existir entre os encargos e obrigações assumidos pelo contratado particular e a remuneração ofertada, a este, pelo **Poder Público**, para o desempenho desses compromissos e responsabilidades. Proporcionalidade essa que tem que ser mantida intacta ao longo de toda a execução contratual.

A manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato pressupõe que a concessão deverá oferecer um fluxo de retornos suficiente para remunerar o fluxo de investimentos aplicados na Concessão e conter uma margem que proporcione uma rentabilidade atrativa ao concessionário.

A partir do momento em que a relação entre os encargos e a remuneração da **Concessionária** é alterada, qualquer que seja sua causa (desde que, claro, excluídas aquelas que são caracterizadas como sendo risco do operador), se por comportamento administrativo ou não, os encargos supervenientes impostos à **Concessionária** passam a constituir imposição

extracontratual, pois não foram assumidos quando da celebração do contrato de concessão. E neste caso, com o rompimento do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, o **Poder Concedente** deverá, em contrapartida, recompor econômica e financeiramente o seu equilíbrio.

A recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato pode ocorrer de forma harmoniosa entre as partes, evitando o litígio, pois, às vezes, há uma comum constatação por parte do Ente Regulador e da própria **Concessionária** das necessárias alterações. Litigiosa ou não, a recomposição do equilíbrio deveria obedecer sempre o mesmo critério.

No presente caso, a constatação por ambas as partes da ocorrência de subinvestimentos indica que, pelas suas características, o reequilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão deve ser buscado.

### 3.2 Metodologia de Cálculo da Revisão Tarifária

A metodologia segundo a **Deliberação ASEP-RJ/CD nº 555/2004**, no âmbito da 1ª Revisão Quinquenal e conforme a **Deliberação AGENERSA nº 371/2009**, no âmbito da 2ª Revisão Quinquenal fundamenta-se no fluxo de caixa livre da **Companhia**, também, conhecido como fluxo de caixa descontado, utilizado para a determinação do Índice de Reposicionamento Tarifário "m".

O modelo econômico adotado pela **AGENERSA** para a 3ª Revisão Tarifária da **CEG** utiliza, igualmente, o fluxo de caixa livre da empresa, em consonância com o artigo 1º da **Deliberação AGENERSA nº 1796**, de 29 de outubro de 2013.

Todos os fatores principais que afetam o desempenho futuro do empreendimento (tais como: receitas, tarifas, custos, necessidades de capital de giro e de investimentos de capital) são apropriadamente refletidos no valor econômico estimado para cada fluxo de caixa considerado. Por meio desse método, pretende-se estimar o valor presente líquido do fluxo de caixa projetado, descontado a uma taxa que reflita o risco associado ao investimento.

Nesse sentido, a **AGENERSA** reconheceu que o fluxo de caixa descontado restaura "relação que as partes estabelecem inicialmente no ajuste, entre os encargos do Concessionário e a retribuição do Poder Concedente, para a justa remuneração do seu objetivo".

Segundo o Ente Regulador, a finalidade do fluxo de caixa considerando todos os seus componentes, é calcular a margem devida à **Concessionária** para a aplicação nas tarifas, restabelecendo-se, a relação contratual original ou o equilíbrio econômico-financeiro do contrato. No **Processo nº E-12/020.522/2012**, relativo à 3ª Revisão Quinquenal (4º ano do quinquênio anterior), os valores tomaram como referência a data-base de dezembro de 2011.

O art. 7º da mesma **Deliberação Nº 1.796**, de 28 de outubro de 2013, determinou a abertura do processo regulatório específico, com a realização de Consulta e Audiência Públicas, para estudo da metodologia de cálculo dos saldos dos investimentos não realizados e sua aplicação no cálculo do "m", considerando-os no 4º ciclo tarifário (2013-1017), com eventual compensação de valores, se houver, na 3ª Revisão Quinquenal de Tarifas Limite.

Tal processo motivou a contratação da **FGV** pela **Concessionária** para assessorá-la na fundamentação da metodologia adequada para a compensação dos valores no cálculo do "m" (índice de reposicionamento tarifário).

Em linha com o exposto acima, a metodologia empregada pela equipe técnica da **FGV** neste estudo segue a metodologia consagrada do Fluxo de Caixa Livre da Empresa, na qual o equilíbrio econômico-financeiro é reestabelecido quando os fluxos de caixa encontrados remuneram os investimentos, aplicados à taxa de remuneração previamente definida.

O método a ser utilizado é o do Valor Presente Líquido, no qual todas as entradas e saídas de recursos, apresentadas no fluxo de caixa, são descontadas à taxa de remuneração estipulada. Assim, o VPL calculado deverá ser igual ao valor do investimento ou a base remunerável, que pode ser expresso na seguinte equação:

$$\text{BRI} = \sum \text{VP (FCLE)} + \text{VP (BRF)}$$

onde:

BRI = base remunerável inicial do quinquênio;

VP = valor presente;

BRF = base remunerável do final do quinquênio; e

FCLE = fluxo de caixa livre da empresa



### 3.2.1 Considerações Gerais sobre a Metodologia

Geralmente, em cada Contrato de Concessão, os valores são expressos em reais (R\$) referentes a uma determinada data-base. O presente estudo utiliza como data de referência o mês de dezembro de 2011, a mesma base considerada na 3ª Revisão Quinquenal.

É importante destacar que os valores apresentados no presente estudo, para a metodologia de cálculo dos valores de repasse de investimentos não realizados do contrato de concessão da **CEG**, foram obtidos a partir de informações contidas no pleito da **Concessionária** no âmbito do processo da 3ª revisão quinquenal. Não coube à equipe técnica da **FGV** uma auditoria dos valores.

### 3.3 Componentes para Cálculo do Fator de Reposicionamento "m"

Para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato foi deliberada pela **Agência** a seguinte fórmula para o cálculo do fator de reposicionamento "m" na 2ª Revisão Quinquenal Tarifária:

$$"m" = [ \text{BRI} + \text{VP ( Despesas Operacionais )} - \text{VP ( Receltas Correlatas )} - \text{VP ( Depreciação )} - \text{VP ( JCP )} + \text{VP ( Investimentos )} - \text{VP ( BRF )} ] / \text{VP ( Margem Total )}$$

Cada uma das parcelas da fórmula é definida como a seguir:

#### ▣ Custos e Despesas Operacionais

Também conhecidos como OPEX (custos operacionais), são despesas relacionadas diretamente à operação e manutenção das redes. Também se inclui nesta conta as despesas essenciais para garantir a operação comercial e a gestão interna da **Concessionária**.

#### ▣ **Receitas Correlatas**

Segundo a **Agência** são aquelas que não decorrem diretamente da prestação do serviço de distribuição de gás canalizado, e sim receitas provenientes de investimentos, que compõem a base remuneratória, uma vez que objetivam o desenvolvimento da distribuição de gás canalizado, na promoção do incremento da eficiência na alocação dos recursos.

A **Concessionária** considera como receitas correlatas 50% da receita líquida e, em alguns casos particulares, considera 100% da receita líquida.

#### ▣ **Depreciação**

Por definição, depreciação é o custo decorrente do desgaste efetivo pelo uso ou da obsolescência dos ativos imobilizados de uma empresa. Ela segue, normalmente, taxas admitidas pela legislação fiscal para o cálculo do imposto de renda, com o objetivo de capitalizar as empresas, para substituição do ativo que está sendo utilizado, após o tempo de descarte previamente definido.

No caso da concessionária **CEG**, a depreciação dos ativos operacionais imobilizados é calculada conforme a depreciação regulatória, ou seja, em 30 anos, sendo que 50% no 1º ano. Já a amortização dos intangíveis dar-se-á de forma linear, em 20 anos, de acordo com a § 8º da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão da **CEG**.

#### ▣ **Juros sobre Capital Próprio**

São os juros pagos ao acionista da empresa pelo capital retido, representado pela parcela que não foi paga aos acionistas como dividendo.

#### ▣ **Investimentos**

Por definição, neste grupo são classificadas as participações e aplicações financeiras de caráter permanente, com o objetivo de manter o negócio em funcionamento. São inversões em bens de capita. No caso da **CEG**, em equipamentos e instalações.

Por conta disso, a **AGENERSA**, seguindo o voto do conselheiro-relator, abriu processo regulatório específico para definir a metodologia de cálculo para os próximos ciclos revisionais, bem como de sua aplicação do cálculo de "m".

Com este objetivo, a **CEG** contratou a **FGV** para apoiá-la tecnicamente na exposição de motivos para a reformulação de metodologia.

### 3.4 Fórmula para o Cálculo do Fator de Reposicionamento para o Início do Novo Ciclo Tarifário do Quinquênio

Diante do exposto acima, a equipe técnica da **FGV** apresenta a fórmula aplicada na 3ª Revisão Quinquenal Tarifária para o cálculo do fator de reposicionamento "m", como previsão para a fixação das margens sobre as tarifas de distribuição de gás para o início do quinquênio seguinte:

$$m = [ \text{BRI} + \text{VP ( Custos e Despesas Operacionais)} - \text{VP ( Receitas Correlatas)} + \text{VP ( Investimentos)} - \text{VP ( Depreciação dos investimentos )} - \text{VP (JCP)} + \text{VP ( Recuperação de Retroatividade)} - \text{VP (BRF)} ] / \text{VP (Margem)}$$

Além dos componentes já descritos no item acima e utilizados na fórmula original, define-se a seguir a:

#### **Recuperação de Retroatividade**

Refere-se aos montantes a serem compensados, provenientes de diferenças resultantes da efetivação da tarifa em função da defasagem entre a data de aplicação e a data contratual.

A fórmula acima seria a mais adequada para o cálculo do fator de reposicionamento "m", a ser aplicado em cada revisão quinquenal, a fim de apoiar os estudos para a fixação das margens sobre as tarifas de distribuição de gás para o início do quinquênio seguinte.

### 3.4.1 Ajuste no Cálculo do Fator de Reposicionamento

Em função de não terem sido contemplados tais impactos nas revisões quinquenais anteriores, há a necessidade de um ajuste para as próximas revisões quinquenais para o cálculo do fator de reposicionamento tarifário, como sugerido a seguir:

$$m' = m - (\text{Ajuste do quinquênio anterior} / \text{VP (Margem)})$$

Sendo:

$m$  = fator original de reposicionamento

$m'$  = novo fator de reposicionamento

Ajuste do quinquênio anterior = investimentos não realizados, contemplados como programados no FCLE do quinquênio anterior (compensações).

Margem = margem não reposicionada

## 3.5 Cálculo do Ajuste a Compensar no Próximo Quinquênio

Como forma de assegurar o reestabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, no cálculo do fator de reposicionamento "m", deve-se, após o término do quinquênio em revisão, quando já estiverem disponíveis os valores efetivamente realizados, efetuar o cálculo do ajuste a ser considerado para o quinquênio subsequente.

Deste modo, a equipe técnica da FGV apresenta a seguir o roteiro para calcular o valor do ajuste.

### 3.5.1 Investimentos não Realizados

No caso da CEG, a equipe técnica da FGV verificou o detalhamento dos valores de investimentos de expansão e de manutenção previstos para o quinquênio, na tabela do Anexo 3 da **Deliberação AGENERSA n° 371**, de 30 de abril de 2009, apresentada a seguir,

**Quadro 3.5.1.1**

Investimentos Projetados - 3º Quinquênio (em valores de dez/2006) - R\$ mil

	Ano					TOTAL 3º Quinquênio
	2008	2009	2010	2011	2012	
<b>TOTAL INVESTIMENTOS MATERIAIS</b>	<b>129.573</b>	<b>151.313</b>	<b>122.355</b>	<b>119.442</b>	<b>105.959</b>	<b>628.641</b>
<b>Redes</b>	<b>85.458</b>	<b>101.381</b>	<b>74.926</b>	<b>74.863</b>	<b>62.864</b>	<b>399.492</b>
Novas Redes AP	10.677	9.032	10.422	13.098	258	43.486
Novas Redes MP/PB	35.326	33.507	33.758	31.224	32.270	166.084
Renovação Redes MP/PB	36.055	30.616	29.962	29.757	29.553	155.943
Outros	3.400	28.227	784	784	784	33.979
<b>Ramais</b>	<b>10.023</b>	<b>11.543</b>	<b>11.349</b>	<b>10.936</b>	<b>10.972</b>	<b>54.823</b>
Novos Ramais	6.662	6.424	6.230	5.817	5.853	30.986
Renovação de Ramais	3.361	5.119	5.119	5.119	5.119	23.837
<b>Construção de ERMs</b>	<b>2.673</b>	<b>2.059</b>	<b>2.048</b>	<b>1.878</b>	<b>1.917</b>	<b>10.575</b>
<b>Instalações Auxiliares de Rede</b>	<b>1.836</b>	<b>1.694</b>	<b>1.191</b>	<b>1.191</b>	<b>1.191</b>	<b>7.102</b>
<b>Outros Investimentos Materiais</b>	<b>29.583</b>	<b>34.636</b>	<b>32.842</b>	<b>30.574</b>	<b>29.016</b>	<b>156.650</b>
Aquisição de Medidores	16.331	16.466	16.596	16.747	16.892	83.032
Instalações Comunitárias	9.842	9.839	9.838	9.834	9.838	49.191
Terrenos e Edifícios	-	-	-	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	773	832	746	882	261	3.495
Equipamentos Processo Informatização	1.581	2.251	1.098	2.251	1.098	8.279
Veículos	946	1.388	704	750	817	4.603
Outros	110	3.860	3.860	110	110	8.050
<b>TOTAL INVESTIMENTOS IMATERIAIS</b>	<b>8.350</b>	<b>5.470</b>	<b>4.010</b>	<b>5.951</b>	<b>7.047</b>	<b>30.828</b>
<b>OBRAS EM ANDAMENTO</b>	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL INVESTIMENTOS</b>	<b>137.923</b>	<b>156.783</b>	<b>126.365</b>	<b>125.393</b>	<b>113.006</b>	<b>659.469</b>
<b>DIFERIDO</b>	<b>29.818</b>	<b>29.895</b>	<b>30.001</b>	<b>29.278</b>	<b>29.396</b>	<b>148.388</b>
<b>TOTAL GERAL</b>	<b>167.741</b>	<b>186.678</b>	<b>156.367</b>	<b>154.671</b>	<b>142.402</b>	<b>807.858</b>

A equipe técnica da FGV entende que os investimentos previstos e não realizados no quinquênio são objeto de compensações, ou seja, devem ser considerados no cálculo de "m" para o quinquênio seguinte.

Por conseguinte, a depreciação atrelada aos mesmos investimentos não realizados deve ser subtraída da fórmula em questão, assim como aquela considerada no fluxo aprovado pela Agência no quinquênio anterior, que serviu de base para a fixação da tarifa por ele gerada. Tal sugestão se prende ao fato de que somente se deprecia um ativo se o mesmo for incorporado à operação da empresa, bem como se deve, também, subtrair o valor da base final destes investimentos não realizados.

Na 2ª revisão quinquenal, que compreendeu o 3º ciclo tarifário, o fator de reposicionamento "m" aplicado às margens para as tarifas de distribuição do gás foi calculado considerando o valor presente dos investimentos projetados para o quinquênio 2008-2012, bem como o valor presente da depreciação correlacionada aos mesmos investimentos no mesmo período. Contudo, não foram contemplados na fórmula os impactos dos investimentos programados, mas não realizados no mesmo período do quinquênio (2008-2012) e respectivas depreciações para o cálculo do novo fator de reposicionamento "m" a ser aplicado às margens de distribuição que comporiam as tarifas de distribuição de gás a partir de 2013.

Assim, o cálculo final do valor do ajuste a ser compensado no próximo quinquênio deve ser obtido através da subtração destes investimentos não realizados, sendo essa metodologia adotada para as futuras revisões quinquenais tarifárias do contrato de concessão.

#### 4. APLICAÇÃO DA FÓRMULA NO CÁLCULO PARA A 3ª REVISÃO QUINQUENAL TARIFÁRIA

Como atualmente a concessão encontra-se no quinquênio 2013-2017, o cálculo de "m" e "m'" é apresentado a seguir, aplicando-se a fórmula descrita anteriormente. Ao se aplicar a fórmula apresentada no capítulo anterior deste relatório, o fator "m" encontrado, se for maior que 1 (um), significa que a **Concessionária** necessitará de um incremento nas suas margens. Por outro lado, se o valor encontrado for menor que 1 (um), a **Concessionária** deverá reduzir suas margens, para que se obtenha o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão.

Para o cálculo da obtenção do fator "m", foram consideradas as seguintes premissas:

#### PRINCIPAIS PREMISSAS

##### Taxa de remuneração

Utilizada para calcular o valor presente de cada parcela da fórmula igual a 9,757% para este quinquênio, que é a taxa prevista pela **AGENERSA** na **Deliberação N° 1.796**.

#### ▣ **Gastos Diferidos**

Esta conta gerou divergências conceituais em relação à mudança na sua classificação contábil. Inicialmente, a conta diferidos foi extinta pela **Medida Provisória nº 449/2008**. Em seguida, a referida medida foi transformada na **Lei Federal nº 11.941/2009**, na qual determinava que os gastos diferidos passariam a ser contabilizados como Custos Operacionais (OPEX). A referida lei reorganizou o padrão contábil brasileiro, instituindo um Regime Tributário de Transição. Adiante, esta lei foi revogada pela **Lei Federal nº 12.973**, de 13 de maio de 2014, mas a normativa de contabilizar os diferidos como custos operacionais ainda é mantida.

Portanto, já se adaptando ao novo padrão contábil, a partir de 2009, a **Concessionária** passou a contabilizar os gastos diferidos como Custos Operacionais (OPEX). Assim, essa alteração conceitual, também, deve ser passível de reclassificação para efeito de cálculo do Índice de Reposicionamento "m" nos ajustes a serem apresentados para o 4º Ciclo Tarifário.

Neste sentido, não cabe considerar o montante não realizado de gastos diferidos como valor a ser compensado no quinquênio seguinte.

#### ▣ **Investimentos**

Como determinado pelo artigo 8º, § 2º da **Deliberação AGENERSA nº 371/2009**, a **Concessionária** deverá ter cumprido, ao final do terceiro ano deste ciclo, o percentual mínimo de 60% das metas projetadas.

#### ▣ **Moeda**

Os valores apresentados a seguir estão referenciados a moeda de dezembro de 2011, corrigidos pelo IGP-M.

O cálculo do fator de reposicionamento "m" proposto pela equipe técnica da **FGV**, para o 4º Quinquênio da **Concessionária CEG**, é apresentado no Quadro 4.1:

**Quadro 4.1**  
**4º Quinquênio ( em valores de dez/2011)**

Valores em Milhões R\$	Ano					Valor
	2013	2014	2015	2016	2017	Presente
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	510	536	548	564	575	2.074
II = 0,66* Custos e Despesas Operacionais	203	224	251	245	239	860
III = 0,66*Receitas Correlatas	12	12	12	12	12	46
VI = Investimentos	311	206	186	220	186	863
IV = 0,34*Depreciação dos Investimentos	69	72	74	70	55	262
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	14	15	16	17	19	61
VII = 0,66*Recuperação de Retroatividade	15	0	0	0	0	13
VIII = 0,66*Recuperação de Subsídio MCMV	0	0	0	0	0	0
VIII = Base Inicial	2.604					
IX = Base Final					2.694	1.691
m =	1,1084					

Porém, ainda faz-se necessário obter o valor do ajuste do quinquênio anterior a ser compensado nesta revisão quinquenal.

#### 4.1 Cálculo do Ajuste a Compensar

Tendo em vista que no 3º Quinquênio (2008 a 2012) não foram efetuados todos os investimentos propostos na previsão dos cinco anos, há a necessidade de se calcular o valor do ajuste a ser compensado na previsão, neste caso, do 4º Quinquênio (2013-2017).

**Quadro 4.1.1**  
**3º Quinquênio (em valores de dez/2006)**

Valores em mil R\$	Ano					Valor
	2008	2009	2010	2011	2012	Presente
I = 0,66*Margem Total	354.542	299.975	315.717	382.429	388.760	1.302.492
II = 0,66*Despesas Operacionais	113.187	120.322	121.412	125.615	126.399	455.225
III = 0,66*Receitas Correlatas	12.743	7.492	7.529	7.567	7.605	33.154
IV = 0,34*Depreciação	30.474	32.746	34.035	35.275	37.238	126.815
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	8.630	10.541	12.445	14.040	15.618	45.097
VI = Investimentos	167.768	186.678	156.367	154.671	142.402	614.998
VII = Variação do Capital Circulante						
VIII = Base Inicial	1.748.836					1.586.678
IX = Base Final					1.893.534	1.164.048
m =	1,1132					

Fonte: Deliberação AGENERSA nº 371 – Anexo 5



Partindo do fluxo de caixa do 3º quinquênio, já deliberado pela **AGENERSA**, é necessário efetuar primeiramente o cálculo da base remunerável, para tornar possível a abertura entre os investimentos realizados e os não realizados pela **Concessionária**.

**Quadro 4.1.2**  
**Evolução da Base Remunerável Recalculada (em valores de dez/2006)**

Valores em mil R\$	Ano				
	2008	2009	2010	2011	2012
(+) Investimentos	137.923	156.783	126.365	125.393	113.006
(-) Depreciação	-2.299	-7.210	-11.930	-16.126	-20.099
Investimento Acum e Depreciado somente do	135.624	285.197	399.632	508.900	601.807
(+) Gastos Diferidos	29.818	29.895	30.001	29.278	29.396
(-) Amortização	-1.491	-4.477	-7.471	-10.435	-13.369
Diferido Acum e Amortiz somente do 3º Q	28.327	53.746	76.275	95.118	111.145

Fonte: Deliberação AGENERSA nº 371 – Anexo 4

A partir do Quadro 4.1.2 apresentado, deve-se efetuar a abertura entre os investimentos realizados e os não realizados pela **Concessionária** no 3º quinquênio.

**Quadro 4.1.3**  
**Abertura dos Investimentos Realizados e não Realizados (em valores de dez/2006)**

Valores em mil R\$	Ano					Valor Presente
	2008	2009	2010	2011	2012	
VI = Investimentos novos Realizados	124.905	78.336	57.960	81.082	106.041	341.219
N* = 0,34*Depreciação Investimentos novos Realizados	708	1.859	2.632	3.420	4.480	9.210
K* = Base Final correspondente aos Investimentos novos realizados					409.798	251.923
VI = Investimentos novos NÃO Realizados	13.018	78.447	68.416	44.301	8.965	161.778
N* = 0,34*Depreciação Investimentos novos NÃO Realizados	74	592	1.434	2.063	2.354	4.463
K* = Base Final correspondente aos Investimentos novos NÃO realizados	0	0	0	0	192.009	118.037
VI = Gastos Diferidos novos realizados	26.760	10.971	14.990	18.916	15.571	68.808
N* = 0,34 x Amortização dos Gastos Diferidos novos realizados	485	1.097	1.538	2.114	2.753	5.590
K* = Base Final correspondente aos G. Diferidos novos realizados					66.919	41.135
VI = Gastos Diferidos novos Não Realizados	3.349	18.924	15.011	10.362	10.725	43.168
N* = 0,34 x Amortização dos Gastos Diferidos novos Não Realizados	52	425	1.022	1.434	1.792	3.219
K* = Base Final correspondente aos G. Diferidos novos Não Realizados	0	0	0	0	44.232	27.161

Fonte: CEG

Uma vez que os gastos diferidos devem ser considerados como OPEX (custos operacionais), esses não podem entrar no cálculo do ajuste. Portanto, para obter-se o valor presente dos investimentos novos previstos e não realizados, obtidos a partir de Quadro 4.1.3 apresentado anteriormente, tem-se os seguintes valores, em moeda de dezembro de 2011:

#### Quadro 4.1.4

##### Investimentos não realizados (em valores de dez/2011)

Valores em mil R\$	Ano					Valor Presente
	2008	2009	2010	2011	2012	
VI = Investimentos novos NÃO Realizados	17.711	105.731	93.082	80.273	9.476	220.106
IV = 0,34*Depreciação Investimentos novos NÃO Realizados	100	806	1.938	2.807	3.202	6.072
IX = Base Final correspondente aos Investimentos novos NÃO realizados	0	0	0	0	251.235	160.584

Subtraindo do valor presente dos investimentos novos não realizados, o valor presente da depreciação dos investimentos novos não realizados e o valor presente da base final correspondente a estes investimentos novos não realizados, obtêm-se o valor de **R\$ 53.440 mil**, que representa o valor presente do investimento não realizado considerado no fluxo de caixa livre da empresa no 3º Quinquênio.

Este valor deverá ser subtraído no cálculo de "m" para o próximo quinquênio, obtendo-se assim o fator de reposicionamento "m'",

#### Quadro 4.1.5

##### 4º Quinquênio (em valores de dez/2011)

Valores em Milhões R\$	Ano					Valor Presente
	2013	2014	2015	2016	2017	
I = 0,66*Margem Não Reposicionada	510	536	548	564	575	2.074
II = 0,66*Custos e Despesas Operacionais	203	224	251	246	239	880
III = 0,66*Receitas Correlatas	12	12	12	12	12	46
VI = Investimentos	311	206	186	220	186	863
IV = 0,34*Depreciação dos Investimentos	69	72	74	70	55	262
V = 0,34*Juros s/ Capital Próprio	14	15	16	17	19	61
VII = 0,66*Recuperação de Retroatividade	15	0	0	0	0	13
VIII = 0,66*Recuperação de Subsídio MCMV	0	0	0	0	0	0
IX = Base Inicial	2.604					
X = Base Final					2.694	1.691
m =	1,1064					

10,64%

XI = VP do ajuste do quinquênio anterior	53
--	----

m' =	1,0826
------	--------

8,26%

É importante mencionar que o valor do ajuste já está apresentado neste fluxo pelo seu valor presente, porém descontado à taxa de 10,22%, que é a taxa de desconto do quinquênio anterior.

Pode-se observar que o fluxo de caixa apresentado no Quadro 4.1.5 para o 4º Quinquênio é o mesmo já deliberado pela **AGENERSA**, com exceção da linha de ajuste do quinquênio anterior, utilizando a metodologia defendida pela equipe técnica da **FGV** como a correta a ser aplicada não somente nesta revisão quinquenal, bem como nas próximas.

# **Documento Referência 7**

## **Consultoria Deloitte Internacional**

**Estudo do tratamento dado nas  
práticas internacionais aos  
investimentos projetados não  
realizados**

Grupo Gas Natural Fenosa  
Av. de San Luis, 77,  
28033 Madrid

Prezados Senhores:

Conforme sua solicitação, preparamos um relatório de especialista independente que apresenta as práticas e metodologias utilizadas por diferentes reguladores no tratamento e reconhecimento de investimentos realizados no âmbito de atividades reguladas, que permite sustentar a posição da CEG e CEG Rio nas negociações com a Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro (doravante, AGENERSA) quanto à revisão tarifária que está sendo realizada atualmente, de modo que o referido Regulador reconsidere modificar para o seguinte período regulatório a metodologia aplicada no ciclo anterior (2013-2017) sobre o tratamento dos investimentos não realizados. A CEG e CEG Rio são as concessionárias da distribuição de gás natural no Estado do Rio de Janeiro. No encerramento do exercício de 2016, a CEG e CEG Rio abasteciam 907.309 clientes e 64.000 clientes, respectivamente, e contavam com algumas redes de distribuição de 4.394 km e 1.154 km cada uma.

O marco regulatório vigente para essas concessionárias define um período regulatório de 5 anos e uma metodologia tipo Price Cap, ou seja, o Regulador estabelece a tarifa máxima que pode ser cobrada pelo serviço de distribuição de gás natural, para cada um dos grupos tarifários, nesse período. Nesses modelos, as concessionárias assumem o risco de variações de demanda, uma vez que suas receitas são obtidas por meio das tarifas cobradas diretamente dos clientes. O estabelecimento das tarifas máximas para cada concessionária é feito por intermédio de um modelo de Desconto de Fluxos de Caixa Livre (DFCL) do período, considerando o valor da Base de Ativos no início do período (valor a recuperar) e no final do período (valor residual), o custo do serviço, as receitas não reguladas, os investimentos previstos no período, entre outros, com o objetivo de calcular a tarifa requerida pelo distribuidor para que possa atender aos custos dos serviços, obtendo a rentabilidade previamente aprovada.

Para realizar a revisão tarifária, as concessionárias devem apresentar ao Regulador, no penúltimo semestre de cada quinquênio, uma proposta de tarifas máximas e de estrutura tarifária para o período regulatório seguinte com as informações exigidas pelo Regulador. Neste sentido, é preciso indicar que a AGENERSA concedeu a ampliação do prazo para a apresentação das propostas da 4ª Revisão Tarifária Quinquenal até 27 de novembro de 2017.

De acordo com suas indicações, na 3ª revisão tarifária quinquenal, o tratamento dado pelo Regulador aos investimentos planejados e finalmente não realizados no terceiro quinquênio não se ajustava às práticas e metodologias geralmente aplicadas em atividades reguladas cuja retribuição é calculada com base em um plano de investimentos previsto.

O propósito deste relatório é descrever alguns aspectos que seus autores consideram de interesse para que a revisão tarifária da CEG e CEG Rio seja realizada conforme as melhores práticas internacionais.

Em síntese, as análises e reflexões realizadas ao longo do nosso trabalho parecem sugerir o desenvolvimento de um mecanismo formal de revisão tarifária pelas diferenças entre os investimentos previstos e os realmente executados, o que consistiria em aplicar no período tarifário seguinte um ajuste no valor das receitas, de forma a compensar as receitas obtidas em excesso no período tarifário anterior, que poderia ser acompanhado por uma penalização monetária somente nos casos em que fique evidente dolo ou descumprimento injustificado de determinados objetivos previamente acordados entre a concessionária e o regulador. Portanto, este ajuste deveria ter um enfoque duplo, em que seriam considerados tanto os efeitos do investimento não realizado como os correspondentes à demanda prevista e não existente no período, e que implicaria a implementação de um requerimento de informação mais detalhado, associando o investimento novo à demanda decorrente.

Como resultado do trabalho realizado e devido ao modelo retributivo ao qual estão sujeitas as concessionárias CEG e CEG Rio, na nossa opinião, se a AGENERSA considerar necessário o estabelecimento de um ajuste compensatório no processo da 4ª revisão tarifária que está sendo realizada atualmente, devido às possíveis diferenças entre os investimentos planejados e aqueles finalmente realizados no período tarifário anterior, este ajuste teria que ser efetuado considerando unicamente os investimentos não realizados no período anterior que não surgiram por eficiências obtidas pelas empresas concessionárias e, adicionalmente, todos os efeitos associados que tais investimentos pudessem ter nos fluxos de caixa a serem considerados no modelo, tais como a depreciação associada, o efeito na Base de Ativos no final do período, ou as menores receitas decorrentes da demanda associada a tais investimentos não realizados.

Em suma, o valor do ajuste resultante das diferenças entre os investimentos que foram projetados e os que foram realmente executados no período regulatório anterior deve ser, em qualquer modelo retributivo, o correspondente às receitas obtidas em excesso ou no período regulatório anterior e, em hipótese alguma, o componente de investimento puro.

Sendo o que se apresenta no momento, permanecemos à disposição para quaisquer esclarecimentos que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

Deloitte Advisory, S.L.



Oliverio Alvarez Alonso  
Sócio

15 de novembro de 2017

## Sumário

OBJETIVO E ALCANCE DO NOSSO TRABALHO .....	5
PRINCIPAIS ANÁLISES E RESULTADOS .....	6
I. Introdução aos modelos regulatórios.....	6
II. Breve resumo de outras práticas regulatórias no Brasil.....	7
III. Breve resumo da análise das melhores práticas internacionais.....	9
IV. Breve descrição da metodologia de revisão de tarifas para a CEG e CEG Rio .	12
CONCLUSÃO - ALGUNS ELEMENTOS PARA SUA CONSIDERAÇÃO.....	13

## OBJETIVO E ALCANCE DO NOSSO TRABALHO

O objetivo geral do nosso trabalho consiste em descrever o tratamento dado aos modelos retributivos baseados em planos de investimentos, aos desvios em relação ao plano previsto (subinvestimento) em um período, e os efeitos na aprovação de tarifas para os períodos regulatórios seguintes, como também apresentar uma proposta de aplicação para os processos de revisão tarifária da CEG e CEG Rio.

A metodologia empregada consistiu, basicamente, em identificar o conjunto de aspectos tarifários e retributivos relacionados com o subinvestimento em diferentes marcos regulatórios e, a partir dessa identificação, selecionar os casos que contam com um maior desenvolvimento em regulamentação de subinvestimentos. Os casos selecionados foram os seguintes:

Indicador nacional	
Atividade	Regulador
Transmissão e Distribuição de Eletricidade	
Distribuição de Gás Natural	
Abastecimento de Água e Coleta e Tratamento de Esgoto	

Indicador internacional	
Atividade	Países
Distribuição e Transporte de Gás Natural	 México
Distribuição de Gás Natural	 Peru
Distribuição de Eletricidade	 Panamá
Abastecimento de Água	 Panamá

Para cada um desses países, foram analisados, com diferente extensão, de acordo com o critério dos autores e as informações disponíveis, os seguintes aspectos principais:

- **Análise do marco jurídico aplicável**
- **Determinação do plano de negócios e do requisito de receitas (custo do serviço):** esquema retributivo, fórmula de cálculo da retribuição, custo retributivo e seu tratamento, tratamento dos investimentos, avaliação de ativos, índice de retribuição, critérios de amortização/depreciação, tratamento dos custos operacionais, outros fatores retributivos, esquemas de incentivos/penalizações, períodos regulatórios, tratamento dos planos de investimento, utilização de "benchmarking".
- **Componentes das tarifas máximas:** tipo de tarifas, componentes de tarifas.
- **Metodologia geral para a determinação de tarifas e ajustes tarifários:** fórmula de cálculo de tarifas, explicação de termos, atualização de tarifas, critérios de estabelecimento de tarifas.
- **Tratamento dado aos investimentos não realizados no período regulatório**

A elaboração deste documento foi possível graças à análise de diversas informações (públicas e próprias da rede da Deloitte) e ao envolvimento de diversos especialistas em várias locais. Estas informações foram coletadas, sistematizadas e consolidadas pelos autores deste documento.

Cabe mencionar que o objetivo deste documento não é apresentar uma descrição exaustiva de todos os elementos que caracterizam os diferentes sistemas analisados.



## PRINCIPAIS ANÁLISES E RESULTADOS

A seguir, são apresentados de forma resumida alguns dos principais aspectos que foram objeto de análise e os resultados obtidos.

### **I. Introdução aos modelos regulatórios**

Como se sabe, a atividade de distribuição de gás natural pode ser considerada um monopólio natural nas respectivas áreas de distribuição (cidades, municípios, etc.), uma vez que está sujeita a significativas economias de escala que incentivam a atividade de um único agente, ao implicar um custo menor do que em um contexto competitivo. Não obstante o precedente, deve ser regulada para evitar possíveis abusos entre os diferentes agentes do mercado que pudessem resultar na insustentabilidade do distribuidor ou no preço excessivo do serviço.

Nas últimas décadas, diversas propostas regulatórias vêm sendo desenvolvidas e que costumam ser explicadas pela definição da metodologia tarifária. Dentro dessas propostas, podemos encontrar, entre outros, os modelos Cost-Plus, os baseados em incentivos (Price-Cap, Revenue-Cap, Paramétricos, etc.) e os sustentados em uma rede de referência.

Independentemente do modelo aplicado, existem diversos enfoques em relação à metodologia de cálculo das tarifas e ao tratamento dos *inputs* (dados) requeridos. Um dos mecanismos mais difundidos (por exemplo, em países da União Europeia, EUA<sup>1</sup>, México, Panamá, entre outros), é o cálculo<sup>2</sup> da tarifa a partir do custo do serviço considerando: (i) os custos operacionais (incluindo a depreciação dos ativos, impostos, etc.) que, para o operador, costumam ser considerados como pass-through, isto é, que geralmente não contam com uma retribuição ou margem adicional, e (ii) um componente de retribuição dos capitais próprios e alheios, que é calculado aplicando-se um índice de retribuição (geralmente o WACC da atividade) sobre o valor líquido da base de ativos (RAB). Por outro lado, em outros países, como no caso da Colômbia ou do Peru, calcula-se a tarifa média nivelada do período mediante a fórmula que iguala o valor atual líquido dos custos do serviço e das receitas, por meio do seu desconto utilizando o índice de rentabilidade definido pelo Regulador. Finalmente, embora conceitualmente semelhantes aos anteriores, existem modelos mais elaborados em que a tarifa é calculada a partir da resolução de um modelo de avaliação de Fluxos de Caixa Livre, que considera as entradas e saídas de caixa previstas, a avaliação da Base de Ativos no início e no final do período de estudo, considerando como índice de desconto o índice de rentabilidade definido pelo Regulador, que é o utilizado pela AGENERSA.

Além disso, é necessário ressaltar que existem marcos baseados em estimativas, que podem ser delineados com a definição e aprovação de planos de investimento dos distribuidores, e modelos tipo n-2, baseados em custos auditados, uma vez que os investimentos já tiverem sido executados. Dentro dos primeiros, poderia surgir a necessidade de propor ajustes aos investimentos considerados ex ante no início do período uma vez que, como não deixam de ser estimativas, sempre surgem diferenças entre o que foi previsto e o que foi finalmente realizado, tanto na distribuição no tempo (grau de avanço distinto) como no investimento final executado (modificações de projeto, suspensões, etc.). Neste documento, são propostas diversas possibilidades para o tratamento das possíveis diferenças existentes.

<sup>1</sup> Nos EUA é para o transporte de Gás Natural. Quanto à distribuição, o modelo é mais liberalizado.

<sup>2</sup> A homogeneização dos dados econômicos por meio do índice de inflação

## II. Breve resumo de outras práticas regulatórias no Brasil

Esta seção apresenta uma breve descrição dos mecanismos empregados no tratamento dos subinvestimentos por outros organismos reguladores do Brasil, a saber: a "Agência Nacional de Energia Elétrica" (ANEEL), que regula a atividade de distribuição elétrica em nível nacional e a "Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP), que regula as atividades de distribuição de gás natural e abastecimento e saneamento de água no Estado de São Paulo. Em todos os casos estudados, a norma prevê algum método de ajuste dos subinvestimentos do período anterior. A seguir, são resumidos os mecanismos de ajuste correspondentes a estes dois reguladores:



Atividade	Regulador	Mecanismo de ajuste
Distribuição de Gás Natural		A receita que o agente regulado deve devolver é estimada com base na situação projetada com a real, e considerando o volume faturado atualizado no período.
Abastecimento e Saneamento de Água		
Transporte e distribuição de eletricidade		Realiza-se um cálculo de tarifa por diferença de investimentos, considerando o ajuste no BAR. Essa diferença é introduzida por meio do fator X, incluído no cálculo da tarifa.

Tabela 1- Resumo de práticas no Brasil

### ARSESP - Cálculo da receita em excesso recebida pelos investimentos não realizados

A metodologia seguida pela ARSESP para o tratamento dos subinvestimentos consiste, de um lado, em ajustar a Base de Ativos Inicial do período seguinte e, de outro, realizar um ajuste pelas receitas recebidas provenientes dos investimentos não realizados. Este procedimento é empregado nas atividades de distribuição de gás e na de abastecimento e saneamento de água, considerando suas fórmulas tarifárias correspondentes.

Para calcular este ajuste a ser aplicado no período regulatório seguinte, a ARSESP segue os seguintes passos:

1. Recalcula a receita que o agente regulado deveria ter tido, eliminando os investimentos não realizados e reduzindo os volumes de demanda associados a esses investimentos.
2. A diferença de receitas é calculada subtraindo da receita aprovada no período anterior, o resultado de empregar os investimentos realmente incorridos e o volume transportado nesse período.
3. Este valor é atualizado até o princípio do período regulatório seguinte, com o índice de capital associado ao período tarifário em que os investimentos foram realizados. Posteriormente, este valor é ajustado pelo IGPM até o princípio do período regulatório seguinte.

É necessário mencionar que a ARSESP também introduz incentivos à eficiência nos investimentos. Assim, quando o investimento realizado é inferior ao previsto, mas as metas físicas estabelecidas no Plano de Investimentos foram alcançadas, o diferencial de redução de custos é retido pelo agente regulado como incentivo para a gestão eficiente. Não obstante, para desencorajar os agentes a sobrestimar as projeções de investimento, o regulador parte dos

custos unitários reais incorridos no período anterior para estimar os investimentos do período seguinte.

A aprovação prévia dos objetivos físicos e monetários por parte da ARSESP é realizada com base nos princípios de prudência, custo razoável e uso e, posteriormente, realiza-se um acompanhamento e controle de ambos os fatores.

#### ANEEL - Ajuste por meio do fator de eficiência

O modelo regulatório empregado pela ANEEL durante o primeiro e o segundo ciclo tarifário estimava um fator  $X_e$ , semelhante ao fator de reposicionamento, partindo dos valores projetados das outras variáveis, o que servia para ajustar a tarifa de um período a outro, de acordo com a fórmula a seguir:

$$\sum_{i=1}^N \frac{RO_i(1 - X_e)^{(i-1)}}{(1 + r_{WACC})^i} = \sum_{i=1}^N \frac{RBC_i + D_i + O\&M_i}{(1 + r_{WACC})^i}$$

Onde:

- $RO_i$ : Receitas do ano  $i$ ;
- $RBC_i$ : Rentabilidade dos ativos do ano  $i$ ;
- $D_i$ : Amortização regulatória do ano  $i$ ;
- $O\&M_i$ : Custos de Operação e Manutenção do ano  $i$ ;
- $r_{WACC}$ : Custo de capital, baseado na metodologia de Weighted Average Cost of Capital (WACC).

Após finalizar o período, no caso de subinvestimentos, seria calculado o fator  $X_e$  que teria sido obtido se os investimentos não realizados não tivessem sido considerados no cálculo inicial. Este novo fator seria calculado a partir dos valores que a remuneração do capital (RBC) e da depreciação (D) teriam tido, uma vez que os investimentos correspondentes não foram realizados, mantendo os outros parâmetros constantes. Dessa forma, seria obtida a diferença entre o fator inicialmente aprovado e o novo fator ajustado:

$$\Delta X = X_{aprovada} - X_{ajustado}$$

Posteriormente, esta diferença de fatores antes da sua anualização seria aplicada sobre as receitas (denominada também parcela B) do período seguinte para englobar os efeitos dos subinvestimentos do período anterior. O cálculo seria realizado por meio das etapas a seguir:

- i. Substituiriam-se os valores de CAPEX projetados, na fórmula mencionada na seção anterior, pelos realmente incorridos no período.
- ii. Os outros componentes permaneceriam constantes.
- iii. A diferença entre os dois valores de  $X_e$ :

$$I' = I \cdot [1 - m \cdot \Delta X]$$

onde:

- $I'$ : Receitas ajustadas do Ciclo seguinte
- $I$ : Receitas estimadas do Ciclo seguinte,
- $m$ : Fator de ajuste pela duração do período, dependendo do período da Concessão (3 a 5 anos),

- $\Delta X$ : Diferença entre o fator X aprovado e o ajustado.

### III. Breve resumo da análise das melhores práticas internacionais

No que se refere ao tratamento dado aos modelos retributivos baseados em planos de investimentos, aos desvios em relação ao plano previsto em um período, e os efeitos na aprovação de tarifas para os períodos regulatórios seguintes, selecionamos um conjunto de casos internacionais que englobam diferentes práticas regulatórias, e que resumimos a seguir.

Atividade	País	Mecanismo de ajuste
Distribuição de eletricidade	 Panamá	Realiza-se um recálculo das receitas do semestre anterior, deduzindo o componente dos investimentos da fórmula tarifária.
Abastecimento e Saneamento de Água	 Panamá	A receita que o agente regulado deve devolver é estimada com base na situação projetada com a real, e considerando o volume faturado atualizado no período.
Transporte e Distribuição de Gás Natural	 México	Não há uma prática habitual de ajuste, não obstante, foram feitos dois ajustes no período 2002-2007, que consistiram em: 1. Ajuste por meio do fator de eficiência X; 2. Retenção de avisos. É preciso mencionar que foram dois casos separados e, portanto, os mecanismos não se aplicam de forma conjunta.
Distribuição de Gás Natural	 Peru	Realiza-se um mecanismo de controle de investimentos trimestrais, mediante os quais o plano quinzenal de investimentos do período seguinte é ajustado. Além disso, existe um mecanismo de sanções para os casos que demonstram dolo ou culpa.

Tabela 2 - Resumo de práticas internacionais

#### Distribuição de eletricidade no Panamá

O modelo regulatório panamenho assemelha-se a um sistema de "Empresa Eficiente" no que se refere aos custos de administração, distribuição, comercialização, perdas; mas tem características de um sistema de controle por índice de retorno em relação aos ativos fixos existentes no momento de estabelecer a regulamentação tarifária. A Receita Máxima Permitida (IMP) surge a partir da estimativa do valor atual líquido de um fluxo projetado, o qual inclui uma projeção da base de capital (ativos líquidos) e das depreciações correspondentes, o que é resumido na fórmula a seguir:

$$IPSD_t = ADM_t + OM_t + (BCD_t) \cdot (DEP\%) + (BCDN_t) \cdot (RR), \quad t = 1, \dots, 4$$

Onde:

- $IPSD_t$ : é o valor atual das receitas permitidas pelos custos do sistema de distribuição
- $ADM_t$ : é o valor eficiente dos custos totais de administração para o ano t.

- $OM_t$ : é o valor eficiente dos custos totais de operação e manutenção para o ano t.
- $BCD_t$ : é o valor bruto da Base de Capital de Distribuição no ano t.
- $BCDN_t$ : é o valor líquido da Base de Capital de Distribuição no ano t.
- $DEP\%$ : é o índice de depreciação/amortização da vida útil dos ativos eficientes do sistema.
- $RR$ : é o índice de rentabilidade regulada da empresa distribuidora.

Na prática, a base de capital (ativos líquidos) é determinada no Panamá a partir de:

- Os **ativos existentes** no início do período tarifário, avaliados de acordo com os livros contábeis.
- Os **ativos novos** que serão incluídos durante o período tarifário (projetados). Estes investimentos projetados durante o período tarifário são avaliados, em parte, com base em um modelo de empresas comparadoras eficientes e, em parte, com os investimentos adicionais específicos reconhecidos pela Autoridade Nacional dos Serviços Públicos (ASEP), que se assume que não fazem parte das Equações de Eficiência.

Se o plano de investimentos não for cumprido, é feito um ajuste nas tarifas descontando do IPSD o valor associado aos investimentos não realizados, ou seja, o efeito no término da depreciação e no da rentabilidade. O montante a deduzir deve ser atualizado considerando o índice de rentabilidade aprovado no período anterior, uma vez que o objetivo do desconto é promover a devolução aos usuários finais das receitas associadas à rentabilidade e à depreciação do capital que as empresas puderam obter durante o período tarifário passado e que estão associadas a ativos (investimentos) que não existem. Portanto, este ajuste pode ser resumido na fórmula a seguir:

$$Ajuste = \sum_{i=1}^n [Ajuste de depreciação_i + Ajuste de rentabilidade_i] \times RR_i$$

#### Abastecimento e Saneamento de água no Panamá

O projeto de lei do "Regime Tarifário aplicável à prestação dos Serviços de Água Potável e Esgoto Sanitário" estabelece a possibilidade da aplicação de um ajuste na receita do período posterior devido ao descumprimento dos objetivos físicos no período anterior (considerando, para esses fins, uma tolerância de descumprimento de até 15% com respeito ao objetivo acordado), consistente no cálculo da receita em excesso recebida como o produto da diferença entre a tarifa aprovada no período anterior e a tarifa real (aquela calculada deduzindo os efeitos do subinvestimento), pelo valor atual do volume faturável nesse período anterior. Neste sentido, a fórmula de cálculo do ajuste a ser realizado é representada pela fórmula a seguir:

$$Ajuste = (Tarifa Média_{t-1} - Tarifa Média_{t-1}^{Ajustada}) \times Valor Atual do Volume Faturável$$

Além disso, para o cálculo da nova tarifa será eliminada a porção não executada dos investimentos planejados dentro do plano de investimentos do período seguinte.

#### Transporte e Distribuição de gás natural no México

No México, as tarifas de transporte e distribuição de gás natural são aprovadas para períodos regulatórios quinquenais e são atualizadas anualmente pelo índice de inflação, pelo fator X de eficiência e pelo conceito de custos transferíveis ao usuário.

Em linhas gerais, não é habitual encontrar ajustes por investimentos não realizados no período anterior nas resoluções sobre revisões tarifárias da Comissão Reguladora de Energia (CRE). No entanto, esta possibilidade está prevista na regulamentação vigente por meio da modificação para cima do fator de ajuste por eficiência (fator X). Neste sentido, ao aumentar o fator X, que deduz o índice de inflação, o aumento de tarifa é reduzido.

Se repassarmos as resoluções sobre revisões tarifárias da CRE, podemos encontrar um caso de aplicação do fator de ajuste por investimento em relação a uma empresa de transporte de gás natural. Esta empresa de transporte acordou com o regulador a realização de investimentos no valor de 318 milhões de pesos mexicanos, atendendo a uma demanda ligeiramente superior a 80,000 usuários para o período regulatório 2003 a 2007.

Como medida preventiva ao cumprimento destes investimentos, a CRE aprovou uma série de porcentagens de aumento sobre o fator X, por cada 1% de descumprimento dos objetivos métricos acordados entre o agente e o regulador, diretamente aplicável na atualização anual da tarifa, que resumimos a seguir:

De acordo com a RES/299/2002, os investimentos acordados entre a CRE e a empresa chegavam a um valor de 318.214.876 pesos (a moeda de outubro de 2002), cujo descumprimento acarretaria a aplicação das seguintes % sobre as tarifas:

Fator de Investimento	2003	2004	2005	2006	2007*
% Fator x de investimento por cada 1% de descumprimento na extensão da Rede	%	%	%	%	S Out 02
	-0.022041	-0.052054	-0.113347	-0.2672	(392.070)
Ano de Aplicação	2004	2005	2006	2007	03

Fonte: RES/299/2004



Exemplo de Aplicação	2003	2004	2005	2006	2007
% de investimento não realizado	5%	3%	1%	2%	-
Ajuste por fator X	-	-0.11%	-0.16%	-0.11%	-0.53%

Fonte: Análise da Deloitte

A tabela anterior mostra, a título ilustrativo, as porcentagens que seriam aplicadas no ano seguinte por cada porcentagem de investimentos não realizados, ou seja, se no ano de 2003 tivessem sido descumpridos 5% dos investimentos planejados, o permissionário obteria uma redução de suas tarifas (na categoria de fator-X) de 0,11% no ano de 2004.

#### Distribuição de gás natural no Peru

A legislação peruana define na Resolução nº299-2015-OS/CD a metodologia de supervisão anual do Plano Quinquenal de Investimentos (PQI) por parte do Órgão Supervisor do Investimento em Energia e Mineração (OSINERGMIN) por meio de relatórios elaborados pelas empresas reguladas. As diferenças existentes entre os relatórios e o PQI são calculadas trimestralmente e refletidas por meio de alguns fatores de ajuste, que são empregados para ajustar o plano quinquenal do período regulatório seguinte.

Neste sentido, o plano de investimentos do período seguinte, e com isso a tarifa, são ajustados mediante a inclusão de um novo elemento na fórmula tarifária, que é atualizado para o novo

ciclo com o índice de rentabilidade do período anterior. Este ajuste é calculado da seguinte maneira:

$$Ajuste = \sum_1^t Investimentos \cdot (1 - Fator\ de\ ajuste) \cdot (1 + Índice\ de\ Atualização)^{(ano\ do\ período-1)}$$

Além disso, o marco regulatório peruano estabelece na Resolução nº283-2015-OS/CD que o descumprimento do PQI pode implicar a imposição de sanções à empresa regulada, salvo quando a causa do descumprimento fique justificada e seja considerada dentro das três categorias a seguir:

- Afetação por terceiros,
- Situações classificadas como Força Maior,
- Demora ou indeferimento do trâmite ou obtenção de permissões ou autorizações de alguma entidade competente, uma vez que tenha sido tramitado corretamente.

O valor máximo de penalização foi definido na RESOLUÇÃO Nº 388-2007-OS/CD, pela qual foi modificado o tipo e a escala de multas e sanções, incluindo uma sanção de até 10.000 UIT<sup>3</sup> por ano no caso de descumprimento das normas e/ou disposições relativas ao PQI e ao Plano Anual de Investimentos.

#### **Conclusão**

Em suma, embora existam diversas ferramentas para ajustar os subinvestimentos em um período, em todos os casos analisados concorda-se que a retribuição do período deve ser recalculada e aplicar, no período regulatório seguinte, a diferença entre a retribuição inicialmente prevista e a recalculada, com base em dados reais. Neste sentido, devemos destacar que em nenhuma das metodologias analisadas os investimentos não realizados são integralmente descontados da retribuição do período seguinte, e que este ajuste é uma correção da retribuição e, em hipótese alguma, uma penalização.

#### **IV. Breve descrição da metodologia de revisão de tarifas para a CEG e CEG Rio**

A metodologia tarifária vigente da CEG e CEG Rio pode enquadrar-se em um marco Price-Cap, em que o Regulador, AGENERSA, estabelece um limite tarifário máximo que pode ser cobrado de cada um dos grupos tarifários definidos no quinquênio correspondente. Este marco conta com uma série de particularidades que destacamos a seguir:

- I. A metodologia tarifária baseia-se no Fluxo de Caixa Livre da concessionária, de modo que, para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, calcula-se um fator de reajuste  $m$  a ser aplicado sobre as tarifas, que assegura-lhe tanto uma margem adequada como a viabilidade do modelo.

Todos os fatores principais que afetam o desempenho futuro da concessionária são refletidos no valor econômico estimado para cada fluxo de caixa considerado, expressado em Reais (R\$) do quarto ano do período anterior:

- Receitas
- Custo médio/tarifa
- Custos
- Working Capital
- Investimentos

<sup>3</sup> A Unidade Tributária (UIT) é um valor de referência que pode ser utilizado nas normas tributárias e que, no exercício de 2017, é de Quatro Mil e Cinquenta e 00/100 Soles (S/ 4.050,00).

- Etc.

Com base no anterior, estima-se o Valor Atual (VP) dos fluxos de caixa projetados no quinquênio, de acordo com o Plano de Investimentos da concessionária, descontados a um índice de rentabilidade que reflete o risco associado ao investimento, e baseado no modelo CAPM, que não considera o custo de financiamento com terceiros.

Dessa forma, toma-se como condição do equilíbrio econômico-financeiro, para o ciclo tarifário em análise, que o VP dos fluxos de caixa projetados deverá ser igual à diferença entre a Base de Ativos Regulados inicial e o VP da Base de Ativos Regulados Final:

$$BRI - VP(BRF) = \sum_1^5 VP(FCL_i)$$

Onde,

- *BRI* é a Base de Ativos Regulados Inicial
- *VP* é o Valor Atual
- *FCL<sub>i</sub>* é o Fluxo de Caixa Livre estimado do ano *i*
- *BRF* é a Base de Ativos Regulados Final

A partir da equação definida acima, se estabelece o valor presente da receita requerida depois de impostos, para o ciclo tarifário em análise como sendo:

$$VP(\text{Receita requerida}) = BRI + 0,66 \cdot \sum_1^5 VP(\text{OPEX}_i - \text{Outras receitas}_i) + \sum_1^5 VP(\text{Investimentos}_i) - 0,34 \cdot \sum_1^5 VP(\text{Depreciação}_i + \text{Juros Equity}_i) - \sum_1^5 VP(BRF)$$

Onde,

- *OPEX<sub>i</sub>* são os gastos de administração, operação e manutenção do ano *i*.
- *Outras receitas<sub>i</sub>* são as receitas não relacionadas diretamente com a atividade de distribuição de gás natural no ano *i*.
- *Investimentos<sub>i</sub>* são os investimentos previstos no ano *i*.
- *Depreciação<sub>i</sub>* é a depreciação da Base de Ativos no ano *i*.
- *Juros Equity<sub>i</sub>* são os juros sobre o capital próprio, de acordo com a legislação fiscal brasileira, do ano *i*.

Por tratar-se de um modelo de Fluxos de Caixa Livre, é necessário aplicar a determinados componentes da fórmula anterior os fatores de 0,66 às parcelas cujos valores são líquidos de impostos), ou 0,34 às parcelas que reduzem o valor tributável - gastos dedutíveis).

- ii. Ao considerar as estimativas da demanda, das receitas, dos gastos e investimentos do próximo período, e de uma tarifa anterior, surge a necessidade de estabelecer um fator de reajuste *m* sobre a tarifa empregada, que garanta o cumprimento da condição anterior de equilíbrio, e que é calculado da seguinte forma:

$$m = \frac{BRI + 0,66 \cdot \sum_1^5 VP(\text{OPEX}_i - \text{Outras receitas}_i) + \sum_1^5 VP(\text{Investimentos}_i) - 0,34 \cdot \sum_1^5 VP(\text{Depreciação}_i + \text{Juros Equity}_i) - \sum_1^5 VP(BRF)}{0,66 \cdot \sum_1^5 VP(\text{Receitas}_i)}$$

Onde,

- *OPEX<sub>i</sub>* são os gastos de administração, operação e manutenção do ano *i*.



- *Outras receitas*, são as receitas não relacionadas diretamente com a atividade de distribuição de gás natural no ano  $i$ .
- *Investimentos*, são os investimentos previstos no ano  $i$ .
- *Depreciação*, é a depreciação da Base de Ativos no ano  $i$ .
- *Juros Equity*, são os juros sobre o capital próprio, de acordo com a legislação fiscal brasileira, do ano  $i$ .

Se o fator  $m$  for maior que 1, implica que a concessionária deve aumentar a tarifa inicialmente considerada para obter a rentabilidade necessária, ao passo que se for inferior a 1, deve reduzi-la para que haja equilíbrio econômico-financeiro.

- iii. Além disso, devemos destacar que as concessionárias estão sujeitas a determinadas penalizações por parte do regulador (advertências, multas, suspensões temporárias, etc.) por descumprimento das condições do contrato ou regulação vigente, de acordo com o disposto na Cláusula 10 dos contratos de Concessão. Estas multas não podem exceder 0,1% do faturamento correspondente aos 12 meses anteriores ao momento em que ocorra a infração.

## CONCLUSÃO - ALGUNS ELEMENTOS PARA SUA CONSIDERAÇÃO

A partir da análise efetuada e da nossa experiência na elaboração e revisão de modelos retributivos de atividades reguladas no setor energético, foram identificados alguns aspectos em relação ao tratamento das diferenças entre os investimentos planejados e aqueles finalmente realizados, que apresentamos para sua consideração e para que, se considerarem adequado, sejam objeto de discussão com a AGENERSA no processo da 4ª revisão tarifária que está sendo realizada atualmente.

Em primeiro lugar, de um ponto de vista geral, o tratamento que o conjunto de modelos regulatórios analisados realiza dos desvios com respeito ao plano de investimento inicialmente previsto é estabelecido em torno de três perspectivas:

- i. **O efeito na Base de Ativos Regulados (RAB) a ser considerado no início do período regulatório seguinte:** Em geral, a Base de Ativos Regulada considerada no início de um período regulatório corresponde ao conjunto de investimentos realmente incorridos pelas empresas nessa data. Portanto, os possíveis desvios com respeito ao plano de investimentos previsto, tanto em sentido positivo como negativo, são ajustados no início de cada período regulatório.
- ii. **A possibilidade de que o impacto econômico dos desvios repercuta na tarifa do período regulatório seguinte:** Caso as diferenças entre os investimentos realizados e os planejados sejam consideradas relevantes e não se devam a melhoras na eficiência da empresa, em geral, calcula-se o **valor das receitas recebidas em excesso** no período regulatório anterior, e seu ajuste é feito no período seguinte mediante: (i) **a consideração deste conceito na metodologia de cálculo das tarifas do período seguinte**, ou (ii) **sua consideração no fator de eficiência que é aplicado nos atualizadores anuais das tarifas**, aumentando a eficiência requerida e, portanto, diminuindo o aumento das tarifas que teria correspondido; neste último caso, o fator aplicado poderia ser linear ou ir aumentando gradualmente, de modo que o impacto inicial seria inferior e o valor atual do ajuste poderia ser compensado pela maior demanda obtida nos exercícios seguintes.
- iii. **A imposição de sanções ou penalizações:** que somente seriam aplicadas se as receitas recebidas em excesso e com um valor não superior a estas não pudessem ser repercutidas na tarifa. Cabe mencionar que estas penalizações não teriam relação com as aplicadas pelo regulador no caso de dolo ou irresponsabilidade manifestada por parte da empresa.

A seguir, são apresentados alguns exemplos de possíveis desvios do plano de investimento cuja natureza e características são diferentes, e que, portanto, deveriam ser objeto de um tratamento diferenciado:

- i. **Investimentos menores que os previstos, mas que alcançam os objetivos estabelecidos no plano:** Em um modelo baseado em incentivos, as possíveis eficiências obtidas e economias alcançadas pelas empresas distribuidoras não deveriam ser objeto de penalização nem de recuperação no próximo período tarifário. Não obstante, na seguinte revisão tarifária, os menores custos incorridos no período anterior darão lugar a alguns indicadores ou parâmetros históricos inferiores que serviriam de referência no momento de autorizar os planos de investimento seguintes e, portanto, para manter as eficiências obtidas nos investimentos futuros.

- ii. Investimentos para captação de nova demanda não executados no período: Em um modelo do tipo Price-cap, a empresa distribuidora é quem assume o risco de demanda, uma vez que suas receitas dependem da demanda faturada. Neste sentido, a não realização de determinados investimentos que tinham como objetivo captar uma nova demanda já estão penalizados por si mesmos, por não terem obtido o faturamento e as receitas correspondentes e que, portanto, não deveriam ser objeto de penalização no próximo período tarifário.

Não obstante, existe a possibilidade, principalmente em modelos cuja base de ativos é avaliada pelo valor líquido, de que o valor unitário por cliente dos novos investimentos fosse superior ao da rede já existente. Neste sentido, caso a tarifa seja calculada de forma agregada (considerando a demanda total estimada tanto dos pontos de abastecimento existentes como da nova a capturar), os consumidores existentes poderiam ter sido afetados por uma tarifa maior daquela que lhes corresponderia, por não terem sido considerados os investimentos previstos para a extensão da rede que não chegaram a ser realizados. Nesse caso, um ajuste poderia ser considerado no período tarifário seguinte para compensar o excesso pago pelos pontos de abastecimento existentes.

- iii. Investimentos com objetivos não associados a nova demanda não alcançados no período: Se foram considerados alguns investimentos concretos não associados à captura de nova demanda, como aqueles destinados à melhora da qualidade do abastecimento, segurança, etc., desde que os objetivos com os quais esses investimentos foram planejados não foram alcançados, a maior receita faturada pela empresa distribuidora deveria ser compensada no período tarifário seguinte.
- iv. Descumprimento de investimentos comprometidos com objetivos específicos: Quando, no processo de revisão tarifária, o regulador tiver exigido e acordado determinadas atuações dentro do período regulatório, e a empresa distribuidora, de forma visivelmente injustificada, não tiver cumprido tais exigências, os reguladores poderiam iniciar um expediente sancionador e impor multas razoáveis, de acordo com as atribuições permitidas pelo seu regime jurídico.

Além disso, poderia propor a inclusão de um limite de tolerância do cumprimento do plano de investimentos, ou seja, uma faixa de valores ou porcentagens sobre o investimento previsto, dentro dos quais, embora tenham havido subinvestimentos, não incluía um componente de ajuste da tarifa do período seguinte, ainda que seja aplicada a correção do RAB correspondente.

Portanto, quando um Regulador considerar que a diferença entre o investimento realmente incorrido e o planejado é relevante e que os consumidores deveriam ser compensados por isso, consideramos que o método mais adequado para estabelecer o ajuste compensatório seria mediante o cálculo do valor das receitas recebidas em excesso como a diferença entre:

- as receitas estimadas inicialmente no modelo no momento do estabelecimento de tarifas, e
- as receitas que teriam sido obtidas, se no modelo anterior, não tivessem sido considerados os investimentos não realizados nem os efeitos que eles teriam nos outros parâmetros do modelo (amortização, demanda, etc.); porém, mantendo constante o valor dos outros parâmetros (ceteris paribus).

Uma vez obtido o valor das receitas recebidas em excesso, estas seriam transferidas deduzindo as receitas do período tarifário seguinte, com prévia homogeneização do valor da moeda na data de cálculo.

## CONCLUSÃO

Com base nas reflexões obtidas ao longo do nosso trabalho e devido ao modelo retributivo a que estão sujeitas as concessionárias CEG e CEG Rio, ressaltou-se que o tratamento dado pela AGENERSA aos subinvestimentos no ciclo anterior (período 2013-2017), ou seja, a inclusão de um novo elemento no numerador do fator  $m$  no valor igual ao valor atual dos investimentos brutos não realizados no quinquênio, não se aproxima às melhores práticas regulatórias e implicam uma superestimativa do ajuste real a ser aplicado na tarifa.

Neste sentido, na nossa opinião, se a AGENERSA considerar necessário o estabelecimento de um ajuste compensatório no processo da 4ª revisão tarifária que está sendo realizada atualmente (período 2018-2022), devido às possíveis diferenças entre os investimentos planejados e os finalmente realizados no período tarifário anterior, isso deve ser igual a receita que o agente regulado deveria ter tido, eliminando os investimentos não realizados e reduzindo os volumes de demanda associados a esses investimentos.

Este ajuste teria que ser realizado utilizando a fórmula a seguir, que recalcula o novo fator de reposição  $m'$  que teria que ser aplicado a partir do ajuste devido aos subinvestimentos do período anterior e o fator de reposição  $m$  obtido antes de aplicar tal ajuste:

$$m' = m - \frac{\text{Ajuste}}{0,66 \cdot \sum_1^5 VP(\text{Receitas}_t)}$$

Sendo o Ajuste do período anterior:

$$\text{Ajuste} = \sum_1^5 VP(\Delta\text{Investimentos}_t) - 0,34 \cdot \sum_1^5 VP(\Delta\text{Depreciação}_t) - \sum_1^5 VP(\Delta\text{BRF}_t) - 0,66 \cdot \sum_1^5 VP(\Delta\text{Receitas Demanda}_t)$$

Onde:

- $\Delta\text{Investimentos}$  é o valor líquido dos fluxos correspondentes aos investimentos não realizados (e não devidos a eficiências obtidas pela concessionária) no período anterior, em valores monetários do novo período.
- $\Delta\text{Depreciação}$  é o valor líquido dos fluxos correspondentes à depreciação associada aos investimentos não realizados no período anterior, em valores monetários do novo período.
- $\Delta\text{BRF}$  é o valor líquido da diferença na avaliação da Base Final de ativos em relação à inicialmente considerada, associado aos investimentos não realizados, em valores monetários do novo período.
- $\Delta\text{Receitas}_{\text{Demanda}}$  é o valor líquido dos fluxos correspondentes às receitas relativas à nova demanda associada aos investimentos finalmente não realizados, em valores monetários do novo período.

# **Documento Referência 8**

## **Ofícios e Cartas**

### **Correspondências sobre Dilação do Prazo**



Governo do Estado do Rio de Janeiro  
Secretaria de Estado da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico  
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Of. AGENERSA/PRESI/SECEX nº 245 /2017

Rio de Janeiro, 07 de junho de 2017.

Senhor Presidente,  
Ilmo, Senhor  
**BRUNO ARMBRUST**  
Presidente das Concessionárias CEG e CEG RIO

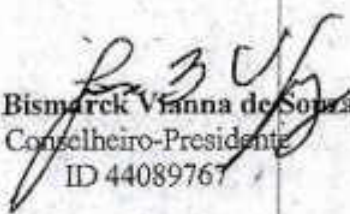
Senhor Presidente,

Cumprimentando-o, venho pelo presente, em atenção a DIJUR-E-0523/17, informar que o Conselho Diretor desta AGENERSA, em Reunião Interna Extraordinária de 07 de junho de 2017, não se opõe ao requerimento dessas Concessionárias de extensão do prazo para apresentação das propostas de revisão quinquenal das Concessionárias CEG e CEG RIO em 120 (cento e vinte) dias, a contar de 30 de junho de 2017.

No entanto, encaminharemos o pleito ao Poder Concedente para que haja manifestação quanto ao vosso pedido, para posterior parecer desta Autarquia.

Aproveito a oportunidade para reiterar protestos de elevada estima e consideração, colocando-me à inteira disposição para os esclarecimentos porventura necessários.

Atenciosamente,

  
José Bismarck Vianna de Souza  
Conselheiro-Presidente  
ID 44089767

ceg ceg rio

gasNatural  
fenosa

Rio de Janeiro, 06 de Junho de 2017.

DIJUR-E-0523/17

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA  
Rua 13 de maio, n.º 23 – 23º andar

A/C. Ilmo. José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro Presidente da AGENERSA

Referência: Ofício AGENERSA/PRESI n.º 143/2017, de 19/04/2017,  
Ofício AGENERSA/PRESI n.º 156/2017, de 02/05/2017,  
PRESI-007/2017, protocolizada em 31/05/2017

Assunto: Revisão Quinquenal das Concessionárias CEG e CEG RIO

Prezado Senhor,

Em retificação ao prazo solicitado por intermédio da correspondência PRESI-007/2017, as Concessionárias CEG e CEG RIO vêm, pela presente correspondência, requerer extensão do prazo para apresentação das suas propostas de revisão quinquenal em 120 (cento e vinte) dias, a contar de 30/06/2017

Tal pedido se fundamenta na necessidade de aprofundamento das tratativas entre as Concessionárias a AGENERSA e o Poder Concedente, visando solucionar questões chave para a apresentação das respectivas propostas e, principalmente, garantir a definição de um plano de investimentos para cada uma das Concessionárias.

Não obstante o exposto, CEG e CEG RIO entendem que os temas abaixo citados são elementos fundamentais para o bom desenvolvimento de suas revisões tarifárias, de modo que o prazo acima solicitado pelas Concessionárias é razoável:

- Compensação dos Investimentos não realizados no Quinquênio Anterior - Cálculo de "m";
- Definição da Base de Ativos Regulatórios - Bens Reversíveis;
- Aplicação da Lei do Gás - Tratamento tarifário para autoprodutores, auto importadores e consumidores livres;
- Cumprimentos dos 3os Termos Aditivos aos Contratos de Concessão e;
- Tratativas com o Poder Concedente para definição dos planos de investimentos.

RECEBIDO  
PRESIDÊNCIA

Em 06/06/2017

Hora 17h: 00mn

  
Assistente Administrativo  
10 5072340-5



Gas Natural Fenosa Brasil não possui agência  
Cofins, IPI, ICMS e PIS/COFINS

Facebook: Gas Natural Fenosa Brasil  
Twitter: @gasnaturalbrasil  
@gasnaturalbrasil

AGENERSA Protocolo	
ID	2548
Data	06/06/2017
Horário	15:41
Assinatura	Marco A. Pinheiro
Assistente	Assistente - AGENERSA
Protocolo	10 5072340-5

Sede Corporativa  
Av. Presidente Vargas 1.001  
7º, 8º e 9º andares - Centro  
Cep: 20071-004 - Rio de Janeiro  
RJ - Brasil  
Tel: +55 21 3315 6565  
www.gasnaturalfenosa.com.br

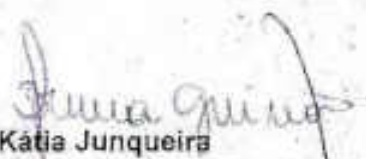


Protocolo de 08/06/2017 10:50:41

ceg ceg rio

gasNatural  
fenosa

Certas do deferimento de seus pleitos, as Concessionárias se colocam à disposição para esclarecimentos adicionais que se façam necessários.

  
Kátia Junqueira  
Diretora de Serviços Jurídicos

Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG RJ S/A - CNPJ nº 33.938.133/0001-09, Av. Pedro Bittencourt, 188 - Centro, 20071-004 - Rio de Janeiro, RJ. Fone: (51) 21 3115-6666 | www.gasnatura.com.br



Gás Natural Fenosa é mais que um gás. É uma companhia, com valores e compromissos.

Facebook: Gas Natural Fenosa Brasil

Website: www.youtube.com/user/GNFgas

Blog: blog.gasnatura.com.br | Twitter: @GNFgas

www.gasnatura.com.br | 0800 2057 2057

Sede Corporativa  
Av. Presidente Vargas, 1.101  
7º, 8º e 9º andares - Centro  
Cep 20071-004 - Rio de Janeiro  
RJ, Brasil  
Tel: +55 21 3115 6665  
www.gasnatura.com.br





Governo do Estado do Rio de Janeiro  
Secretaria de Estado da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico  
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Of. AGENERSA/PRESI/SECEX nº 269 /2017

Rio de Janeiro, 28 de junho de 2017.

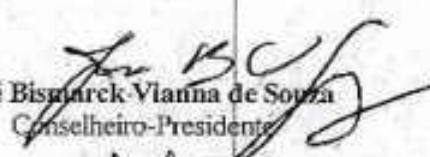
Senhor Presidente,  
Ilmo. Senhor  
**BRUNO ARMBRUST**  
Presidente das Concessionárias CEG e CEG RIO


Senhor Presidente,

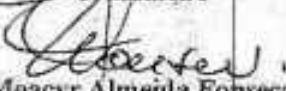
Cumprimentando-o, vimos pelo presente, em atenção a DIJUR-E-0523/17, mediante a qual a CEG e CEG RIO pediram dilação de prazo para entrega das propostas de Revisão Quinquenal em até 120 (cento e vinte) dias, informar que o Conselho-Diretor desta AGENERSA, em Reunião Interna Extraordinária de 28 de junho de 2017, tendo em vista manifestação favorável da AGENERSA e do Subsecretário de Desenvolvimento Econômico, representante do Poder Concedente, constante no Ofício CC/SDE nº 30/2017, decidiu conceder a extensão do prazo requerida por essas Concessionárias em até 120 (cento e vinte) dias, a contar de 30 de junho de 2017, finalizando em 27 de outubro de 2017.


Aproveito a oportunidade para reiterar protestos de elevada estima e consideração, colocando-me à inteira disposição para os esclarecimentos porventura necessários.

Atenciosamente,

  
José Bismarck Vianna de Souza  
Conselheiro-Presidente

  
Luigi Eduardo Troisi  
Conselheiro

  
Moacyr Almeida Fonseca  
Conselheiro

  
Silvio Carlos Ferreira da Silva  
Conselheiro

  
AGENERSA

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA  
Avenida Treze de Maio, 23 - 23º andar - Centro - Rio de Janeiro / RJ - CEP: 20031-902  
Tel.: 21-2332-6469 Fax: 2332-6468 - Site: [www.agenersa.rj.gov.br](http://www.agenersa.rj.gov.br)  
Email: [sece@agenersa.rj.gov.br](mailto:sece@agenersa.rj.gov.br)

Rio de Janeiro/RJ, 11 de Outubro de 2017.

**PRESI-012/17**

À

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA

Rua 13 de maio, nº 23 – 23º andar

**A/C. Ilmo. Senhor José Bismarck Vianna de Souza***Conselheiro-Presidente da AGENERSA***Ref.:** Reunião AGENERSA 10/09/2017. Correspondência PRESI-013/2017.**Assunto:** Apresentação proposta 4ª Revisão de Tarifas – CEG e CEG RIO.**Prezado Senhor,**

Fazemos referência à correspondência PRESI-013/2017, endereçada à Secretaria da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro que, por sua vez, encaminhou a citada correspondência para apreciação da AGENERSA.

Conforme entendimento anteriormente esposado na correspondência PRESI-013/2017, existem temas de extrema relevância e complexidade que necessitariam ser definidos antes das Concessionárias apresentarem um plano de investimento definitivo para o próximo quinquênio. **Esses temas são a metodologia de cálculo da retribuição correspondente aos investimentos não realizados no quinquênio, a base de ativos regulatória e a taxa de remuneração.**

Ocorre que em reunião realizada em 10/09/2017, entre representantes das Concessionárias e conselheiros dessa Agência, a AGENERSA manifestou sua discordância com a proposta formulada pelas Concessionárias, por meio da correspondência supramencionada, da entrega da proposta de tarifas para o 5º quinquênio ser efetuada em duas etapas, manifestando que seria indispensável a apresentação das propostas completas, incluindo o plano de negócio e o índice de reposicionamento tarifário "m", ainda em 2017, no entanto, reconheceu a importância para o processo de revisão no sentido de que os pontos indicados acima pelas Concessionárias como prioritários fossem deliberados preliminarmente e, a partir daí, fosse dada a oportunidade da CEG e da CEG RIO de complementarem ou alterarem suas propostas de investimentos e tarifas para o 5º quinquênio.



Gas Natural Fenosa Brasil S.A. - Cnpj nº 11.920.808/0001-00  
 Rua Presidente Vargas, 1.001 - Centro - Rio de Janeiro - RJ

Facebook: Gas Natural Fenosa Brasil  
 YouTube: www.youtube.com/user/08072013  
 Instagram: @gasnaturalfenosa\_br | @GNF\_BR

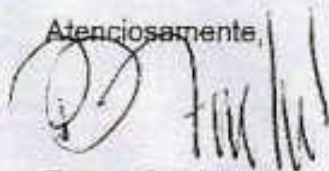
Sede Corporativa  
 Av. Presidente Vargas, 1.001  
 7º, 8º e 9º andares - Centro  
 Cep 20071-004 - Rio de Janeiro  
 RJ - Brasil  
 Tel.: +55 21 3115-8565  
 www.gasnaturalfenosa.com.br

Considerando o anteriormente exposto, as Concessionárias CEG e CEG RIO, vêm solicitar a postergação da data de apresentação das propostas completas para 27 de novembro de 2017, em que pese o exposto, as Concessionárias se reservam o direito, em caso de algum dos temas prioritários propostos pelas mesmas e anteriormente citados venha a ser objeto de alterações, no curso dos processos de revisão quinquenal de tarifas, das Concessionárias revisarem os planos de investimentos e tarifas propostos no conjunto de informações que será entregue.

Dessa forma, as Concessionárias estarão entregando na data acima uma proposta de tarifas para o 5º quinquênio, deixando desde já externado que as propostas de investimentos estão condicionadas à aceitação do conjunto de fatores determinantes dos processos e que as mesmas se reservam o direito de promover alterações e apresentar novas propostas de tarifas, levando em consideração as eventuais definições e entendimentos proferidos pela AGENERSA e que sejam distintos ao entendimento das Concessionárias.

Desta forma, certas do deferimento, CEG e CEG RIO permanecem à disposição para os esclarecimentos adicionais que se façam necessários e renovam seus protestos de elevada estima e consideração, subscrevendo-nos.

Atenciosamente,



**Bruno Armbrust**

**Presidente**



Gas Natural Fenosa Brasil não possui uma conta no Twitter. Para mais informações, consulte a página 22.

Facebook: Gas Natural Fenosa Brasil  
Youtube: [www.youtube.com/user/SNF2013](http://www.youtube.com/user/SNF2013)  
Instagram: @gasnaturalfenosa\_br | #GNF\_br

Sede Corporativa  
Av. Presidente Vargas, 1.001  
7º, 8º e 9º andares - Centro  
Cep 20071-004 - Rio de Janeiro  
RJ - Brasil  
Tel.: +55 21 3115-6565  
[www.gasnaturalfenosa.com.br](http://www.gasnaturalfenosa.com.br)



Governo do Estado do Rio de Janeiro  
Secretaria de Estado da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico

Ofício CC/SDE Nº 71/2017

Rio de Janeiro, 20 de outubro de 2017.

Ilmo Senhor

**JOSÉ BISMARCK VIANNA DE SOUZA**

AGENERSA

Senhor Conselheiro Presidente,

Cumprimentando-o, manifestamos nossa concordância com a prorrogação do prazo da apresentação da proposta da Revisão quinquenal das Concessionárias para o dia 27/11/2017, nos termos deferidos pela diretoria Colegiada da Agenersa.

Sendo o que havia a ser tratado, renovo votos de elevada estima e consideração.

Atenciosamente,

  
ALBERTO MORATI

Subsecretário de Desenvolvimento Econômico  
ID.4138365-6



Governo do Estado do Rio de Janeiro  
 Secretaria de Estado da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico  
 Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Of. AGENERSA/PRESI/SECEX nº 357/2017 Rio de Janeiro, 19 de outubro de 2017.

Ilmo. Senhor  
**Alberto Messias Mofati**  
 Subsecretário de Desenvolvimento Econômico da Secretaria de Estado da Civil e Desenvolvimento Econômico - CASA CIVIL.

Assunto: Apresentação de Proposta da 4ª Revisão de Tarifa - CEG e CEG RIO - Prorrogação de Prazo.

Senhor Subsecretário,

Cumprimentando-o, vimos informar o recebimento da Carta PRESI-012/17 (em anexo), de 11 de outubro 2017, mediante a qual as Concessionárias CEG e CEG RIO solicitam novo adiantamento do prazo para apresentação da proposta de Revisão Quinquenal para o dia 27/11/2017.

Em Reunião Interna, realizada na data de hoje, o Conselho-Diretor desta AGENERSA deferiu a postergação de prazo solicitada pelas Concessionárias e deliberou que seja dada ciência da decisão ao Poder Concedente para manifestação.

O CODIR deliberou, ainda, que as Concessionárias CEG e CEG RIO deverão apresentar a proposta completa, com seus anexos, e contendo o pedido de reajuste tarifário para o próximo período.

Respeitando o princípio do Contraditório e Ampla Defesa as concessionárias poderão, no curso do processo, fazer correções da proposta original, bem como a AGENERSA poderá requerer retificações e complementações, em especial no tema Investimentos, sempre respeitando o equilíbrio contratual e o interesse dos consumidores.

Nesse sentido, rogamos a Vossa Senhoria que se manifeste se está de acordo, ou não, com a prorrogação do prazo da apresentação da proposta de Revisão Quinquenal das Concessionárias para o dia 27/11/2017.

Aproveito a oportunidade para reiterar protestos de elevada estima e consideração, colocando-me à inteira disposição para os esclarecimentos porventura necessários.

Atenciosamente,

José Bismarck Vianna de Souza  
 Conselheiro-Presidente

Silvio Carlos Santos Ferreira  
 Conselheiro

Luigi Eduardo Troisi  
 Conselheiro

Tiago Mohamed Monteiro  
 Conselheiro

SDE 522  
 Recebido  
 Data 19/10/17  
  
 Daniela de Souza Machado  
 Assessora  
 I.D. 20270348

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA  
 Avenida Treze de Maio, 23 - 23ª andar - Centro - Rio de Janeiro / RJ - CEP 20031-902  
 Tel.: 21-2332-6469 Fax: 2332-6468 - Site: www.agenersa.rj.gov.br  
 Email: sacex@agenersa.rj.gov.br

**SDE RECEBIDO**  
 19/10/2017  
  
 Nivia Rita dos Santos  
 Página 1 de 1  
 ID: 19613350  
 Agente Auxiliar Administrativo

PPPS24  
 Recebido  
 Data 20/10/17  
 Adriane

Rio de Janeiro/RJ, 11 de Outubro de 2017.

PRESI-012/17

A

Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA

Rua 13 de maio, nº 23 – 23º andar

A/C. Ilmo. Senhor José Bismarck Vianna de Souza

Conselheiro-Presidente da AGENERSA

Ref.: Reunião AGENERSA 10/09/2017. Correspondência PRESI-013/2017.

Assunto: Apresentação proposta 4ª Revisão de Tarifas – CEG e CEG RIO.

Prezado Senhor,

Fazemos referência à correspondência PRESI-013/2017, endereçada à Secretaria da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico do Estado do Rio de Janeiro que, por sua vez, encaminhou a citada correspondência para apreciação da AGENERSA.

Conforme entendimento anteriormente esposado na correspondência PRESI-013/2017, existem temas de extrema relevância e complexidade que necessitariam ser definidos antes das Concessionárias apresentarem um plano de investimento definitivo para o próximo quinquênio. Esses temas são a metodologia de cálculo da retribuição correspondente aos investimentos não realizados no quinquênio, a base de ativos regulatória e a taxa de remuneração.

Ocorre que em reunião realizada em 10/09/2017, entre representantes das Concessionárias e conselheiros dessa Agência, a AGENERSA manifestou sua discordância com a proposta formulada pelas Concessionárias, por meio da correspondência supramencionada, da entrega da proposta de tarifas para o 5º quinquênio ser efetuada em duas etapas, manifestando que seria indispensável a apresentação das propostas completas, incluindo o plano de negócio e o índice de reposicionamento tarifário "m", ainda em 2017, no entanto, reconheceu a importância para o processo de revisão no sentido de que os pontos indicados acima pelas Concessionárias como prioritários fossem deliberados preliminarmente e, a partir daí, fosse dada a oportunidade da CEG e da CEG RIO de complementarem ou alterarem suas propostas de investimentos e tarifas para o 5º quinquênio.



Gas Natural Fenosa Brasil nas redes sociais.  
Conheça, curta, comente e compartilhe!

Facebook: Gas Natural Fenosa Brasil  
YouTube: gasnaturalfenosa  
Twitter: @gasnaturalfenosa.br

AGENERSA Protocolo  
4230  
16/10/2017  
15/10/2017  
Assimilado SECEX  
AGENERSA

Sede Corporativa  
Av. Presidente Vargas, 1.601  
7º, 8º e 9º andares - Centro  
Cep 20071-004 - Rio de Janeiro  
RJ - Brasil  
Tel.: +55 21 3115-6565  
www.gasnaturalfenosa.com.br

Considerando o anteriormente exposto, as Concessionárias GEG e CEG RIO, vêm solicitar a postergação da data de apresentação das propostas completas para 27 de novembro de 2017, em que pese o exposto, as Concessionárias se reservam o direito, em caso de algum dos temas prioritários propostos pelas mesmas e anteriormente citados venha a ser objeto de alterações, no curso dos processos de revisão quinzenal de tarifas, das Concessionárias revisarem os planos de investimentos e tarifas propostos no conjunto de informações que será entregue.

Dessa forma, as Concessionárias estarão entregando na data acima uma proposta de tarifas para o 5º quinquênio, deixando desde já externado que as propostas de investimentos estão condicionadas à aceitação do conjunto de fatores determinantes dos processos e que as mesmas se reservam o direito de promover alterações e apresentar novas propostas de tarifas, levando em consideração as eventuais definições e entendimentos proferidos pela AGENERSA e que sejam distintos ao entendimento das Concessionárias.

Desta forma, certas do deferimento, CEG e CEG RIO permanecem à disposição para os esclarecimentos adicionais que se façam necessários e renovam seus protestos de elevada estima e consideração, subscrevendo-nos.

Atenciosamente,



**Bruno Armbrust**

Presidente




Gas Natural Fenosa Brasil nos redes sociais.  
Conheça, curta, comenta e compartilhe!

Facebook: Gas Natural Fenosa Brasil  
Twitter: @gasnaturalbrasil  
LinkedIn: gasnaturalbrasil | www.cef.br

Sede Corporativa  
Av. Presidente Vargas, 1.001  
7º, 8º e 9º andares - Centro  
Cep 20071-004 - Rio de Janeiro  
RJ - Brasil  
Tel. +55 21 3115-6565  
www.gasnaturalfenosa.com.br



Governo do Estado do Rio de Janeiro  
Secretaria de Estado da Casa Civil e Desenvolvimento Econômico  
Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro

Of. AGENERSA/PRESI/SECEX nº 378 /2017

Rio de Janeiro, 26 de outubro de 2017.

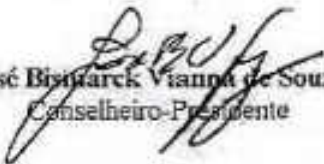
Senhor Presidente,  
Ilmo. Senhor  
**BRUNO ARMBRUST**  
Presidente das Concessionárias CEG e CEG RIO

Senhor Presidente,

Cumprimentando-o, vimos pelo presente, em atenção a Correspondência PRESI-012/17, mediante a qual a CEG e CEG RIO solicitaram a postergação da data de apresentação das propostas de Revisão Quinquenal para o dia 27 de novembro de 2017, informar que o Conselho-Diretor desta AGENERSA, em Reunião Interna Ordinária de 26 de outubro de 2017, tendo em vista manifestação favorável do Subsecretário de Desenvolvimento Econômico, representante do Poder Concedente, constante no Ofício CC/SDE nº 71/2017, decidiu concordar com a extensão do prazo requerido por essas Concessionárias, determinando apresentação da proposta completa, com anexos e contendo pedido de reajuste tarifário para o próximo quinquênio.

Aproveito a oportunidade para reiterar protestos de elevada estima e consideração, colocando-me à inteira disposição para os esclarecimentos porventura necessários.

Atenciosamente,

  
José Bismarck Vianna de Souza  
Conselheiro-Presidente



## **Documento Referência 9**

**Universidade Estadual do Rio de Janeiro  
UERJ**

**Perdas de Gás em Sistemas de  
distribuição de gás canalizado**



Centro de Estudos da Faculdade de Engenharia da UERJ - CEFEN



# PERDAS DE GÁS

## Em Sistemas de Distribuição de Gás Natural Canalizado



*Novembro 2017*

## **Sumário**

### **Introdução**

### **1. Perdas de Gás - Conceituações**

- 1.1. Conceituação de Perdas Físicas**
- 1.2. Conceituação de Perdas Não Físicas**

### **2. Perdas de Gás - Rede de Distribuição de Gás Natural Canalizado**

### **3. Verificação**

- 3.1. Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado da CEG**
- 3.2. Instrução Normativa da Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro - AGENERSA**

### **4. Dados da CEG – Perdas Totais Reais e Percentuais Projetados**

### **5. Comentários e Conclusão**

- 5.1. Perdas nas Usinas Térmicas**
- 5.2. Perdas Totais Não Físicas e Físicas**

### **6. Documentos de Referências**

#### **Anexos:**

- Anexo I – Contrato de Concessão da CEG
- Anexo II – Instrução Normativa da Agenersa nº 06 de 30 de julho de 2009
- Anexo III – Documentos de Referências

Introdução



## Introdução

O presente trabalho aborda a análise de documento da Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro – **CEG**, sobre dados do gás não contabilizado, **Perdas de Gás**, em rede de distribuição de gás canalizado, dados reais de 2013 a 2016.

Inicialmente são apresentados os conceitos de perdas de gás, físicas e não físicas, identificando-as e abordando suas origens no sistema de distribuição.

Num segundo momento estão verificados para o tema em pauta, os documentos; Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado da **CEG** e Instrução Normativa da Agencia Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – **AGENERSA**.

Finalmente estão analisados os dados de Perdas Totais Reais encaminhados pela **CEG** e os percentuais projetados das Perdas de 2017 à 2022, concluindo com comentários.



## Perdas de Gás - Conceituações

## 1. Perdas de Gás – Conceituações

Este item apresenta algumas conceituações de entidades, nacionais e internacionais, referentes a Gás Não Contabilizado - Perdas de Gás em redes de distribuição, bem como conceitos de Perdas Físicas e Não Físicas.

### ➤ American Gas Association:

Gás não contabilizado é a diferença entre o total de gás disponibilizado oriundo de todas as fontes e o total de gás contabilizado como vendido, intercambiabilizado entre redes e o utilizado pela companhia distribuidora. Esta diferença inclui vazamentos ou outras perdas reais, discrepâncias devido à inexatidão dos medidores, variações de temperatura e/ou pressão, e outras variantes, particularmente em medições feitas em ocasiões diferentes, e no ciclo de faturamento com uma quantidade de gás fornecida, mas ainda não faturada.

### ➤ U.S. Energy Information Administration

Gás perdido e não contabilizado: representa as diferenças entre a soma dos componentes de fornecimento de gás natural e a soma dos componentes do gás natural disponibilizado. Essas diferenças podem ser devidas a quantidades perdidas ou aos efeitos de problemas nas informações de dados. Os problemas de informações incluem diferenças devidas ao resultado líquido da conversão de dados de fluxos medidos em diferentes temperaturas e pressões em referência a temperaturas e

pressões padrões; variações nas práticas de contabilidade e cobrança da distribuidora; diferenças entre os ciclos de faturamento e os períodos de tempo do calendário; e desequilíbrios resultantes da fusão de sistemas de relatórios de dados que variam em âmbito, formato, definições e tipo de interlocutores. Relatado em um ano civil.

➤ **U.S. Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA)**

"Gás não contabilizado" é gás perdido, isto é, gás que o operador não pode considerar como usado ou através do ajuste apropriado. Os ajustes são adequadamente feitos para fatores como variações de temperatura, pressão, ciclos de leitura do medidor ou conteúdo de calor; perdas calculáveis de construção, purga, quebras de linha, etc., onde dados específicos estão disponíveis para permitir cálculos ou estimativas razoáveis; ou outros fatores similares.

➤ **Universidade Federal Fluminense - UFF**

Perda é o parâmetro indicador da eficiência operacional e comercial da rede de distribuição de gás. A perda é expressa em percentuais, relacionando o volume de gás total fornecido menos o volume de gás faturado, dividido pelo volume de gás fornecido.

*Nota: Sendo, o volume de gás comprado menos o volume de gás vendido dividido pelo volume de gás comprado.*



➤ **gasNatural fenosa – GNF**

Gás não contabilizado (GNC): É a diferença entre os valores das entradas e as saídas finais de um sistema de distribuição independente, durante um período de tempo determinado, em condições de referência homogêneas.

### 1.1 Conceituação de Perdas Físicas

Entende-se por **Perdas Físicas** a quantidade de gás perdida ao longo da rede de distribuição, em consequência de vazamentos, acidentes, e outras causas. Essa quantidade de gás perdida não chega aos consumidores.

Correspondem ao volume de gás associado às perdas ocorridas por vazamentos no sistema de distribuição.

- Comissionamentos de redes;
- Descomissionamentos de redes;
- Purgas de redes;
- Gás não contabilizado devido a avarias na rede;
- Gás não contabilizado devido vazamentos na rede.

### 1.2 Conceituação de Perdas Não Físicas

**Perdas Não Físicas** são aquelas resultantes da quantidade de gás perdida em consequência de erros de medição, de instrumentação, seja pela calibração ou diferença de padrão de referência, fraudes e outros.

Essa perda de gás, apesar de fornecida pela concessionária, não é faturada.

Correspondem ao volume de gás efetivamente entregue aos consumidores, mas não computado no total de gás vendido.

- Fraudes;
- Desvios de exatidão dos medidores / Obsolescência;
- Erros de conversão de pressão, de temperatura e de compressibilidade;
- Erros de leituras;
- Erros devido à quebra de medidores;
- Erros de poder calorífico ou de densidade.



## **Perdas de Gás – Rede de Distribuição de Gás Natural Canalizado**



## 2. Perdas de Gás - Rede de Distribuição de Gás Natural Canalizado

A ilustração apresentada, na página 12, mostra de forma esquemática alguns fatores que podem influenciar nas Perdas Físicas e Não Físicas, dos que estão citados na página 7, para uma rede de distribuição de gás canalizado.

Perdas Não Físicas apresentadas nos círculos menores.

Variações  
de  
temperatura

Variações na temperatura do gás distribuído podem induzir a erros na medição dos volumes consumidos, sendo necessário adotar um fator de conversão para ajustar esses volumes às condições padrão de fornecimento determinadas pela ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Variações  
de pressão

Variações na pressão do gás distribuído podem induzir a erros na medição dos volumes consumidos, sendo necessário adotar um fator de conversão para ajustar esses volumes às condições padrão de fornecimento determinadas pela ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Logística  
dos ciclos de  
leitura dos  
medidores

Nem todos os clientes têm seus medidores lidos na mesma, data, o que leva a diferenças nos volumes calculados dentro de um período considerado.

**Manipulação  
do medidor -  
Fraude**

Manipulações indevidas/fraudulentas ou danos físicos causados à integridade dos medidores de gás contribuem para que os valores obtidos das medições de consumo fiquem comprometidos.

Perdas Físicas, apresentadas nos círculos maiores.

**Danos causados  
por Terceiros**

Vazamentos causados por danos físicos às redes e ramais de gás canalizado por obras realizadas por terceiros ou por falhas mecânicas de componentes da rede. O volume de gás perdido é função da pressão e da dimensão do furo existente, sendo que a vazão aumentará com o tempo se o dano não for reparado.

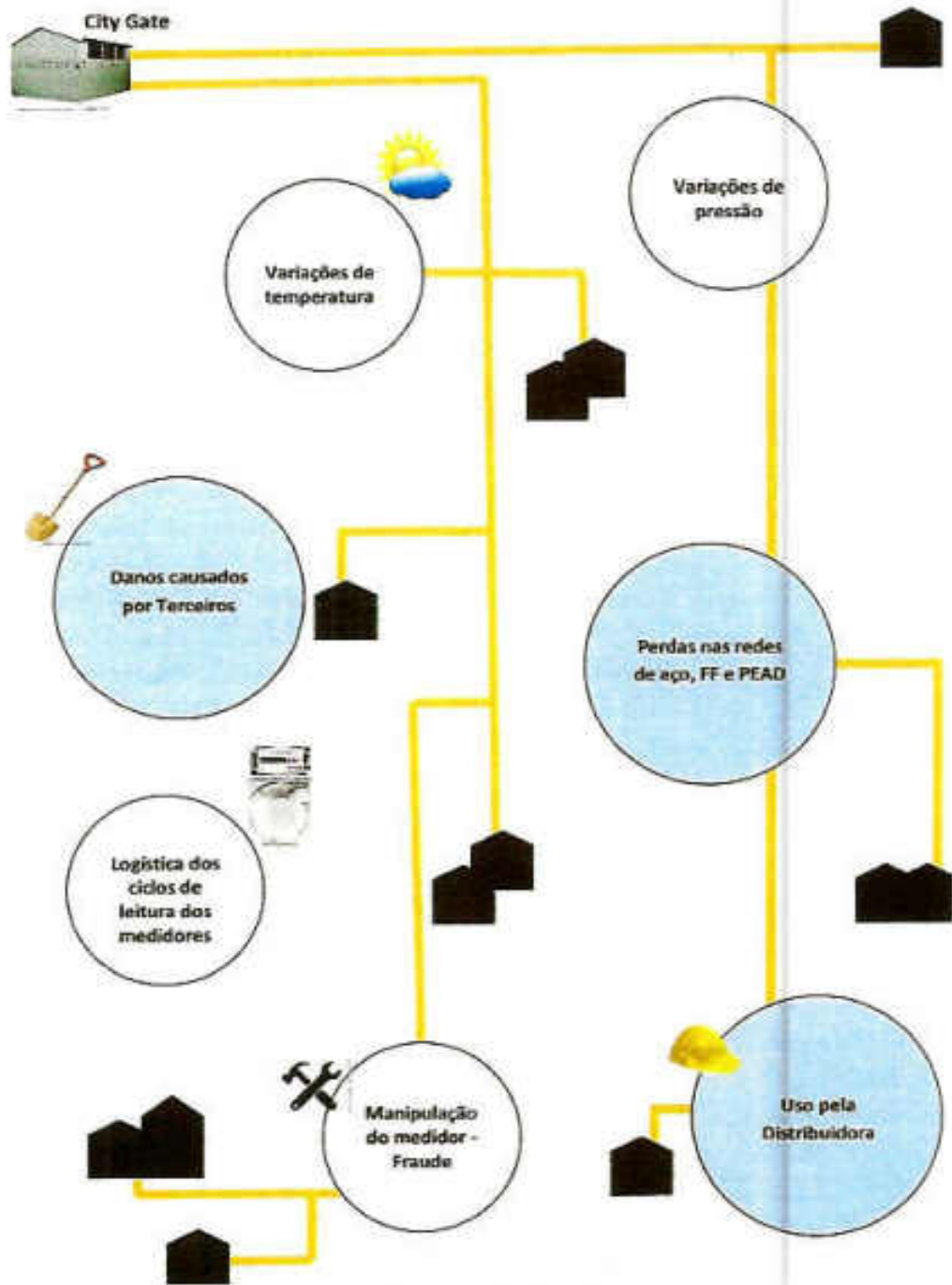
**Perdas nas  
redes de FF,  
AÇO e PEAD**

Redes de material ferro fundido geralmente apresentam elevado nível de vazamentos devido à união dos seus componentes ser feita com ponta e bolsa, e também ao tempo de operação em carga. Outras redes de diferentes materiais, como aço carbono e polietileno de alta densidade – PEAD, cujas formas construtivas são mais eficazes – elementos soldados, também apresentam vazamentos, porém em menor escala.

**Uso pela  
distribuidora**

Comissionamentos, descomissionamentos e purgas realizadas nas redes por ocasião de reparos, instalação de novas redes substituição de redes antigas.

## Perdas de Gás Canalizado Na Rede de Distribuição



Adaptado da American Gas Association - AGA



**Verificação de Documentos**



### 3. Verificação de Documentos

#### 3.1. Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado da CEG

No item 3 da "Parte 1- Metas de Melhoria" do "Anexo II – Requisitos de Qualidade e Segurança dos Serviços" do Contrato de Concessão, conforme transcrito abaixo:

##### *3- Redução de Perdas*

*Definição: Programa de redução e controle permanente de perdas físicas e não físicas visando a obtenção de índices de performance de sistemas eficientes mantidos abaixo de 3% em 90 meses.*

*Prazo: O prazo para a obtenção de tais índices é de no máximo 90 (noventa) meses.*

*3.1 – Elaboração de um diagnóstico completo e pormenorizado das perdas, dividido por perdas físicas e não físicas.*

*3.2 – Implantação e um programa de pesquisa e detecção sistemática de vazamentos em redes e ramais definindo as técnicas a serem utilizadas.*

*Prazo: O prazo para a implantação do programa é de no máximo 1 (um) ano.*

*Obs: O processo de reparos dos vazamentos deverá ser conduzido de modo eficaz, com tempos de resposta compatíveis com a necessidade de garantia da segurança das instalações, do meio ambiente e dos consumidores.*



Comentário CEFEN: Como podemos verificar o Contrato de Concessão estabelece que as perdas físicas e não físicas, visando à obtenção de índices de desempenho de sistemas eficientemente, deverão ser mantidas abaixo de 3% (três por cento).

### **3.2. Instrução Normativa da Agencia Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro – AGENERSA**

Na Instrução Normativa da AGENERSA nº 06 de 30 de julho de 2009 publicada no Diário Oficial D.O. 24/08/2009 com Retificação Publicada no Diário Oficial D.O. de 21/01/2010.

Comentário CEFEN: Verificamos, no seu conteúdo, que a AGENERSA reafirma o texto do Contrato de Concessão anteriormente citado de que as perdas físicas e não físicas, visando à obtenção de índices de performance de sistemas eficientemente, deverão ser mantidas abaixo de 3% (três por cento).



**Dados da CEG - Tabela de Perdas Totais Reais e Percentuais  
Projetados**





#### 4.1. Observações sobre os dados da tabela

- Nos valores referentes as **Vendas** reais estão computados os volumes das usinas térmicas;
- Nos valores referentes as **Compras** reais estão computados os valores de Vendas mais as Perdas Totais.
- Os valores a seguir são referentes as **Perdas Totais**, em volumes e percentuais, correspondentes a cada ano de 2013 a 2016.
- Na sequencia apresenta a participação projetada das **Perdas Físicas** e as **Não Físicas**, em percentuais das Perdas Totais.
- Está mostrado a seguir a formação dos valores em percentuais projetados das **Perdas Não Físicas** para 2017 a 2022, considerando o incremento anual de 0,85%, que foi o valor obtido entre os anos de 2015 e 2016. Mantendo-se esse incremento, o percentual projetado para as perdas não físicas atingirá a meta do Contrato de Concessão de 3% no ano 2018 e 6,39% no ano de 2022;
- Para os valores em percentuais projetados das **Perdas Físicas**, onde um dos fatores computado são as perdas na rede, estas permanecem estáveis com leve tendência de queda, a medida que for sendo substituído o material ferro fundido por PEAD, com a manutenção do programa de pesquisa e detecção sistemática de vazamentos em redes e ramais.

## Comentários e Conclusão

## 5. Comentários e Conclusão

Analisando o tema do trabalho – PERDAS DE GÁS, com base no Contrato de Concessão da CEG, na Instrução Normativa da AGERNESA e nos dados reais apresentados pela CEG de 2013 a 2016, temos a comentar dois pontos que julgamos relevantes.

### 5.1. Perdas no mercado das Usinas Térmicas

Não existe sistema ou subsistema de gás com valor de perdas zero.

A CEG adota perda zero no mercado termoeletrico e considera para o cálculo do percentual total de perdas, todo o volume de gás vendido em seu sistema de distribuição.

Para a estimativa de perdas há que se levar em consideração, por exemplo, o gás armazenado nos dutos, as derivas dos medidores e as incertezas das medições. Para exemplificar, se for admitido um valor de incerteza de 1,5% para os sistemas de medição, que é exatamente o valor preconizado pelos contratos de compra de gás junto aos transportadores, poder-se-ia teoricamente obter uma diferença de 3% dos dois sistemas de medição submetidos a contraste.

O conceito de perdas em uma empresa de rede é em todo mundo definido de maneira sistêmica e global. As perdas de rede em uma empresa que opera um sistema de rede de gás canalizado são denominadas pela sigla **LUAG – Lost and unaccounted for gas**. Este conceito é sempre global para uma rede de determinada distribuidora, sem discriminação de nenhuma modalidade de consumidor. Considerando-se que o assunto é de impacto mundial, haja visto as

suas implicações ambientais, técnicas e econômicas, desta forma é de suma importância que o reporte dos dados adote práticas reconhecidas, para efeito de análise e comparação com outras empresas e estipulação de indicadores de qualidade.

Isso posto, é nossa posição que as perdas de gás sejam analisadas de forma global, incluindo o mercado de usinas térmicas.

## 5.2. Perdas Totais Não Físicas e Físicas

Conforme apresentado na "Tabela Perdas Totais da CEG", no item 4 do presente trabalho, foi verificado que já no ano de 2018 as perdas não físicas poderão atingir o limite de 3%, estabelecido no Contrato de Concessão e na Instrução Normativa da AGENERSA, como também foi observado que poderá ultrapassar em 2022 o percentual de 6%.

A estimativa do "LUAG" em uma empresa de distribuição de gás natural depende das características físicas e operacionais da mesma, portanto não se pode estabelecer parâmetros de desempenho de maneira generalizada (ESC, 2013).

Nos Estados Unidos, Estado do Texas, o órgão regulador local (RRC), estipula valores diferenciados para o "LUAG" para os diversos sistemas justificados de redes de gás natural (SEHRWALD, 2007).

Na Austrália, o órgão regulador do Estado de Vitória, estipula metas de desempenho para as quatro empresas distribuidoras, lá existentes, valores que variam de 2,6% a 5,4% para subsistemas com consumidores de classe A, que abrange subsistemas de clientes com consumo abaixo de 520 m<sup>3</sup>/mês.

Embora a CEG na “Tabela de Perdas Totais” demonstra que o limite de 3% estava longe de ser alcançado, no entanto, os números projetados para o período de 2017 a 2022 para as perdas, causam preocupação e tendem fortemente a ser ultrapassados, apesar de a empresa estar atuando em ações que visam mitigar as perdas de gás, no seu sistema de distribuição, devendo apresentá-las no Plano de Negócio.

Tal preocupação, só pode ser justificada pelo aumento das fraudes, já que nenhuma outra razão foi identificada, o que é passível de ser comprovado por auditoria.

Estas fraudes constituem em problema gravíssimo e de conhecimento geral, pois já foi amplamente divulgado pelos meios de comunicação, conforme ilustra a figura abaixo com algumas publicações da imprensa sobre o tema.



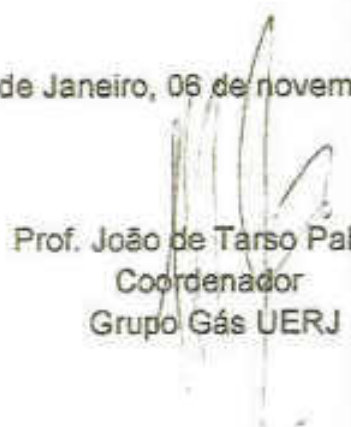


Diante do exposto, consideramos como sendo razoável a CEG pleitear o aumento do valor admissível das perdas de 3% para 5%, ou um intervalo de 3% a 5% variando por subsistema de distribuição, tendo em vista que não há como determinar a perda por segmento de mercado.


Estes valores poderiam obviamente ser revisados e corrigidos futuramente em função de políticas antifraude e de posterior monitoramento e conforme já colocado, o valor limite do percentual das perdas totais é dinâmico e necessita ser aprimorado através do monitoramento dos resultados obtidos.

Finalmente, recomendamos uma ação conjunta entre CEG, AGENERSA e demais órgãos responsáveis pela segurança pública, para combate as fraudes, em especial do segmento do mercado Gás Natural Veicular - GNV, pois este representa cerca de 30% do gás total vendido pela CEG.

Rio de Janeiro, 06 de novembro de 2017



Prof. João de Tarso Pallottino  
 Coordenador  
 Grupo Gás UERJ



Eng. Jorge Venancio  
 Consultor de Metrologia

## ANEXOS

**Anexo I – Contrato de Concessão da CEG – item 3 da “Parte 1 Metas de Melhoria do Anexo II - Requisitos de Qualidade e Segurança dos Serviços”**



## PODER EXECUTIVO

### 3 - Redução de Perdas.

Definição: Programa de redução e controle permanente de perdas físicas e não físicas visando a obtenção de índices de performance de sistemas eficientemente mantidos abaixo de 3% em 90 meses.

Prazo: O prazo para a obtenção de tais índices é de no máximo 90 (noventa) meses.

3.1 - Elaboração de um diagnóstico completo e pormenorizado das perdas, dividido por perdas físicas e não físicas incluindo o zoneamento completo da área de concessão em termos de perdas físicas e não físicas.

Prazo: O prazo para a elaboração do diagnóstico é de no máximo 3 (três) anos.

3.2 - Implantação de um programa de pesquisa e detecção sistemática de vazamentos em redes e ramais definindo as técnicas a serem utilizadas.

Prazo: O prazo para a implantação do programa é de no máximo 1 (um) ano.

Obs.: O processo de reparos dos vazamentos deverá ser conduzido de modo eficaz, com tempos de resposta compatíveis com a necessidade de garantir a segurança das instalações, do meio ambiente e dos consumidores.

### 4 - Sistema de Qualidade

Definição: Implantação de um sistema, em conformidade com as normas aplicáveis, envolvendo a criação de um plano de monitoramento e controle da qualidade do gás produzido e distribuído, controle da qualidade dos serviços de distribuição e desenvolvimento de atividades visando a obtenção do certificado ISO 9001 para as atividades de distribuição, comerciais e de atendimento ao público.

Prazo: O prazo para a implantação do sistema de qualidade é de no máximo 5 (cinco) anos, salvo impossibilidade em razão de suprimento inadequado.

### 5 - Divulgação Institucional

Definição: Promover a divulgação do início do contrato de concessão e informar, de maneira mais completa possível aos usuários, sobre o programa de ampliação e melhoria do sistema, estrutura tarifária, atendimento ao público e normas de procedimento. Manter o público sistemática e corretamente informado das condições do sistema, divulgando seus planos, programas, propostas de modificações tarifárias e quaisquer ações de interesse do usuário.

**Anexo II – Instrução Normativa da Agenesra nº 006 de 30 de julho  
de 2009**

# Instrução Normativa CODIR 006 - 2009 \_ Perdas de Gás

INSTRUÇÃO NORMATIVA AGENERSA Nº. 006\* DE 30 de JULHO DE 2009

Publicada no D.O. de 24.8.2009

\*Retificação Publicada no D.O. de 21.1.2010

**DISPÕE SOBRE OS PROCEDIMENTOS A SEREM ADOTADOS PELAS CONCESSIONÁRIAS CEG E CEG RIO NO FORNECIMENTO DE INFORMAÇÕES A AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, REFERENTES AO PROGRAMA DE REDUÇÃO E CONTROLE DAS PERDAS DE GÁS.**

O CONSELHO-DIRETOR DA AGÊNCIA REGULADORA DE ENERGIA E SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO - AGENERSA, no uso de suas atribuições legais e regimentais, e o decidido na reunião interna extraordinária realizada no dia 30/07/2009,

CONSIDERANDO a necessidade de acompanhamento constante de cumprimento da meta estabelecida no Item 3 da Parte 1 do Anexo II dos Contratos de Concessão, que determina às Concessionárias CEG e CEG RIO um "Programa de redução e controle permanente de perdas físicas e não físicas visando à obtenção de índices de performance de sistemas eficientemente mantidos abaixo de 3% (...)";

CONSIDERANDO que, em decorrência das suas atribuições legais, cabe à AGENERSA estabelecer procedimentos que contribuam para a desejável e necessária transparência do processo de fiscalização dos serviços prestados pelas Concessionárias CEG e CEG RIO;

**RESOLVE:**

Art. 1º - Aprovar os procedimentos a serem adotados pelas Concessionárias CEG e CEG RIO no fornecimento de informações à AGENERSA referentes ao Programa de redução e controle permanente de perdas físicas e não físicas, visando à obtenção de índices de performance de sistemas eficientemente mantidos abaixo de 3%, na forma abaixo:

§1º - As Concessionárias CEG e CEG RIO deverão entregar até o 15º (décimo quinto) dia útil do mês subsequente, a cada trimestre oficial do ano (janeiro/fevereiro/março, abril/maio/junho, julho/agosto/setembro e outubro/novembro/dezembro), relatório do diagnóstico completo e pormenorizado das perdas, dividido por perdas físicas e não físicas, incluindo o zoneamento completo da área de concessão em termos de perdas físicas e não físicas.

I - Os diagnósticos deverão ser emitidos mensalmente e conter os seguintes itens, de acordo com as tabelas abaixo:

Ponto de Entrega de Gás		Mês de Referência			
		Compras (em Mm <sup>3</sup> /mês)	Vendas (em Mm <sup>3</sup> /mês)	Perda Total (em Mm <sup>3</sup> /mês)	PercentuaPerda (%)
Área A	Balanco de Gás				
	Perda Física				
	Perda Não Física				

Ponto de Entrega de Gás		Tipo de Pressão (AP/MP/BP)			Total	
		Extensão em (m)	Fator de Emissão (m <sup>3</sup> /ml/mês)	Volume Perdido (m <sup>3</sup> )	Extensão em (m)	Volume Perdido (m <sup>3</sup> )
Área A	Aço Carbono					
	Poliétileno					
	Ferro Fundido					
	Subtotal de Redes					
	ER"s					
	Total Redes e ER"s					

II - Cada análise física numérica acima mencionada deverá ser acompanhada de um pequeno relato da evolução das perdas em cada área, sempre em relação ao período anterior, citando as causas e as ações necessárias tomadas para corrigir as distorções encontradas.

III - Deverá acompanhar os relatórios mapa com delimitação geográfica de área do zoneamento da rede de distribuição.

IV - Todos os dados constantes dos relatórios deverão ser entregues em forma impressa e em meios informáticos, quer texto, planilhas e/ou mapas.

§ 2º - A presente norma se aplica a toda a área de Concessão dos Serviços Públicos de Distribuição de Gás Canalizado das Concessionárias CEG e CEG RIO, sendo assim distribuída: Concessionária CEG - Região Metropolitana; Concessionária CEG Rio: Regiões Norte Fluminense, Noroeste Fluminense, Baixadas Litorâneas, Serrana, Médio Paraíba, Centro Sul e Baía da Ilha Grande – todas do Estado do Rio de Janeiro.

§ 3º - Esta norma se aplica a toda a malha de distribuição de gás canalizado do Estado do Rio de Janeiro, quer seja de gás natural ou de gás liquefeito de petróleo, subdividida em linhas de alta, média e baixa pressão e pelas tubulações de aço, poliétileno e ferro fundido, ou

quaisquer outros materiais que venha a ser utilizado nas novas redes de distribuição.

§ 4º - Para o zoneamento das áreas de entregas de gás atualmente estão definidos os seguintes pontos:

CEG	CEG RIO
Metropolitano + Japeri	Petrópolis
Baixada	Tevol + Esbama
Petroflex	Pirai
Guapimirim	Resende
Riopolímeros +GNC	Cabiunas - GASCAN
Paracambi	Cabiunas - GASCABO
	Engenheiro Paulo de Frontin
	Friburgo + GNC

§ 5º - Quaisquer outros eixos de entrega que forem implantados, dentro de um dos trimestres, deverão ser incorporados, de imediato, nos relatórios do trimestre relativo a sua implantação.

§ 6º - A metodologia de análise dos dados trimestrais terá como base a norma PGM-087-BRA - Controle de Emissão de Gás Natural nas Redes de Distribuição - ou outra que vier a substituí-la, sendo a fonte para Fatores de Emissão, aplicáveis a cada tipo de material e classe de pressão das redes de distribuição de gás, calculado o volume de perdas físicas de gás para as extensões de redes existentes em cada zona ou subitem nos períodos em análise.

§ 7º - Estes resultados deverão ser comparados aos Balanços de Gás do período, ou seja, compras de gás x vendas contabilizadas mensalmente no período em análise, e segregados segundo a nomenclatura de Perdas Físicas – perdas inerentes ao próprio sistema de distribuição e Perdas Não Físicas – cuja ocorrência se deve às Incertezas de medição, fraude, etc.

Art. 2º - Os casos omissos e eventuais dúvidas suscitadas na aplicação desta Instrução Normativa serão resolvidos pelo Conselho Diretor.

Art. 3º - Esta Instrução Normativa entrará em vigor 30 (trinta) dias após sua publicação no Diário Oficial, revogadas as disposições em contrário.

Rio de Janeiro, 30 de julho de 2009.

José Carlos dos Santos Araújo

Conselheiro Presidente

Ana Lúcia Sanguedo Boynard Mendonça



### **Anexo III – Documentos de Referências**

### Documentos de Referências

GNFb GAS NATURAL FENOSA. Código: PE.00002.GN – Quantificação das emissões de metano na rede de distribuição. Rio de Janeiro, 2014.

GNFb GAS NATURAL FENOSA. Código: NT.00005.GN-DG – Realização de balanços em sistemas de distribuição de gás. Rio de Janeiro, 14/09/2010.

GNFb GAS NATURAL FENOSA. Planilha Excel. ESTIMATIVA DE PERDAS RTI – MEMÓRIA DE CÁLCULO ALTERADA – 17/10/2017.

GNFb GAS NATURAL FENOSA. Planilha Excel. VENDAS M<sup>3</sup> 4<sup>º</sup> RTI Preliminar – 23/09/2017.

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE. Relatório Técnico – Setembro 2000.

ESC – Essential Services Commission - Unaccounted for Gas. Disponível em <http://www.esc.vic.gov.au/wp-content/uploads/esc/bc/bc4d9cee-e9c7-47f8-88ed-df413275e239.pdf>.

ESC - Essential Services - Gas Distribution System Code – Review of Unaccounted for Gas Benchmarks – Draft Decision. Australia. March 2013.

SEHRWALD Olaf Von. ATMOS L&U REPORTING. , Atmos Energy. USA, 2007. Disponível em <http://www.daneprairie.com>.

VENANCIO, Jorge. RELATÓRIO TÉCNICO – Parecer sobre a metodologia de estimativa das perdas de gás nas empresas CEG e CEG RIO (LUAG) e recomendações para possíveis melhorias – Agosto 2016.

WEB DIARIO. Posto de GNV é fechado por fraude. Disponível em <http://www.webdiario.com.br/noticia/12665/unico-posto-de-gnv-em-itapevi-e-fechado-por-f>. São Paulo. 10/03/2017